



TUGAS AKHIR - MO 141326

**ANALISIS RESPONS DINAMIS *FLOATING OFFSHORE WIND*
TURBINE TIPE SEMI-SUB DENGAN VARIASI DESAIN *WIND*
TURBINE 1,5MW, 2,5MW DAN 5 MW UNTUK PERAIRAN
NATUNA**

ZULFIKAR ADYTIA VERNANDA

NRP. 04311440000017

Dosen Pembimbing

Dr. Eng. Rudi WalujoPrastianto, S.T. ,M.T.

Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T., M.T., Ph.D

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN

**Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2018**



TUGAS AKHIR - MO 141326

**ANALISIS RESPONS DINAMIS *FLOATING OFFSHORE*
WIND TURBINE TIPE SEMI-SUB DENGAN VARIASI
DESAIN *WIND TURBINE* 1,5MW, 2,5MW DAN 5 MW
UNTUK PERAIRAN NATUNA**

ZULFIKAR ADYTIA VERNANDA

NRP. 04311440000017

Dosen Pembimbing

Dr. Eng. Rudi WalujoPrastianto, S.T. ,M.T.

Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T., M.T., Ph.D

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN

**Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2018**



FINAL PROJECT - MO 141326

**DYNAMIC RESPONSE ANALYSIS OF FLOATING
OFFSHORE WIND TURBINE TYPE SEMISUB WITH
VARIATION OF 1.5 MW, 2.5 MW AND 5 MW WIND
TURBINE DESIGN FOR NATUNA SEA**

ZULFIKAR ADYTIA VERNANDA

NRP. 04311440000017

Supervisors

Dr. Eng. Rudi WalujoPrastianto, S.T. ,M.T.

Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T., M.T., Ph.D

Ocean Engineering Department

**Faculty Of Marine Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2018**

LEMBAR PENGESAHAN

ANALISIS RESPONS DINAMIS *FLOATING OFFSHORE WIND* *TURBINE* TIPE *SEMI-SUB* DENGAN VARIASI DESAIN *WIND* *TURBIN* 1,5 MW, 2,5 MW DAN 5 MW UNTUK PERAIRAN NATUNA

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Oleh:

ZULFIKAR ADYTIA VERNANDA

NRP. 04311440000017

Disetujui oleh:

1. Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T. (Pembimbing 1)
2. Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T., M.T., Ph.D. (Pembimbing 2)
3. Ir. Joesoef Joswan Soedjono, M.Sc. (Penguji 1)
4. Herman Pratikno, S.T., M.T., Ph.D. (Penguji 2)
5. Agro Wisudawan, S.T., M.T. (Penguji 3)

SURABAYA, JULI 2018

**ANALISIS RESPON DINAMIS *FLOATING OFFSHORE WIND*
TURBINE TIPE *SEMI-SUB* DENGAN VARIASI DESAIN *WIND*
TURBINE 1,5MW, 2,5 MW DAN 5MW UNTUK PERAIRAN**

NATUNA

Nama : Zulfikar Adytia Vernanda
NRP : 04311440000017
Departemen : Teknik Kelautan FTK - ITS
Dosen Pembimbing : Dr. Eng. Rudi WalujoPrastianto, S.T., M.T.
Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T., M.T., Ph.D

ABSTRAK

Turbin angin adalah suatu alat yang digunakan untuk mengkonversi energi angin menjadi energi kinetik yang kemudian dikonversi lagi menjadi energi listrik. Untuk menerapkan konsep turbin angin disuatu wilayah tertentu perlu analisis desain turbin angin agar dapat bekerja dengan performa terbaik. Pertimbangan performa dari turbin angin meliputi respon dinamis strktur, tegangan tali pada sistem tambat dan energi yang dihasilkan. Dalam penelitian ini akan membahas *offshore wind turbine* tipe *Semi-Sub* yang membandingkan beberapa desain *wind turbin* antara lain NREL 5MW, 2.5 MW, 1.5MW baseline di perairan Indonesia. Untuk mengetahui respons dinamis struktur digunakan metode *Time-Domain* dengan menghitung gaya *aero-hydro-servo-elasto* yang terjadi pada turbin angin secara kopel menggunakan *software* FAST V.8. Begitu juga untuk mengetahui tegangan tali maksimum pada sistem tambat. Untuk mengetahui berapa energi yang dihasilkan menggunakan perhitungan *servodynamic* yang juga berdasarkan *software* FAST V8. Respon surge paling besar terjadi pada turbin angin 1,5MW dan pitch pada 1,5MW. Tegangan tali terbesar terjadi pada desain turbin angin 1,5MW baik kondisi operasi maupun badai dengan tegangan sebesar 6320kN dan 15402 kN. Estimasi energi yang dihasilkan turbin angin 1,5MW, 2,5MW dan 5MW selama 1 tahun sebesar 5,39 GWh, 8,43 GWh dan 15,94 GWh dengan capacity factor 41%, 38% dan 36%.

Keyword : *Offshore wind turbine, Semi-sub, DeepCwind*

**DYNAMIC RESPONSE ANALYSIS OF FLOATING
OFFSHORE WIND TURBINE TYPE SEMISUB WITH
VARIATION OF 1.5 MW, 2.5 MW AND 5 MW WIND
TURBINE DESIGN FOR NATUNA SEA**

Name : Zulfikar Adytia Vernanda
NRP : 04311440000017
Department : Ocean Engineering FTK - ITS
Supervisors : Dr. Eng. Rudi WalujoPrastianto, S.T., M.T.
Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T., M.T., Ph.D

ABSTRACT

Wind turbine is a tool used to convert wind energy into kinetic energy which is then converted into electrical energy.. To apply wind turbines in a particular area, a wind turbine design analysis is required to make the wind turbine work maximally. Consideration of performance of wind turbines includes the dynamic response of structure, line tension on mooring system and the resulting of electrical energy. In this research will explore offshore wind turbine type Semi-Sub that compare several designs wind turbines among other NREL 5MW, 2.5 MW, 1.5 MW baseline in the Natuna sea. Time domain method is used to find out the dynamic response of the structure. This method calculates the servo, aero, hydro and elasto forces that occur in wind turbines. This calculation uses FAST software. From this calculation can be known the global response of the structure every second, mooring line tension every second and the amount of electrical energy generated. The highest surge response occurred in wind turbine 1,5 MW and pitch on 1,5 MW. The highest line tension occurred in the design of 1,5MW wind turbine in the operational conditions and storm conditions with a 6320kN and 15402 kN tension. Estimation of energy produced by 1,5 MW, 2,5 MW 5MW wind turbines in 1 year are 5.39 GWh, 8.43 GWh and 15.94 GWh with the capacity factor in 41%, 38% and 36%.

Keyword : *Offshore wind turbine, Semi-sub, DeepCwind*

KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Wr. Wb.

Segala puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat, karunia, serta hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir berjudul “**Analisis Respon Dinamis *Floating Offshore Wind Turbine* Tipe *Semi-sub* Dengan Variasi Desain *Wind Turbine* 1,5MW, 2,5 MW dan 5 MW di Perairan Natuna**” dengan baik dan lancar. Penyusunan Tugas Akhir ini dilakukan oleh penulis untuk memenuhi salah satu persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S-1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Penulis menyadari sepenuhnya bahwa dalam penulisan Tugas Akhir ini masih banyak kekurangan dan tidak luput dari kesalahan. Oleh karena itu saran dan kritik sangat penulis harapkan untuk evaluasi dan penyempurnaan laporan ini. Penulis berharap semoga laporan ini dapat menjadi panduan dalam pembuatan laporan lain bagi pembaca dan dapat bermanfaat bagi perkembangan teknologi di bidang rekayasa kelautan. Atas perhatian pembaca, penulis mengucapkan terima kasih.

Wassalamualaikum Wr. Wb.

Surabaya, Juli 2018

Penulis

UCAPAN TERIMA KASIH

Dalam pengerjaan tugas akhir ini, banyak pihak yang turut membantu penulis baik secara langsung maupun tidak langsung. Tugas Akhir ini tidak akan dapat dikerjakan dengan baik dan lancar tanpa bantuan-bantuan yang telah diberikan kepada penulis. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Allah SWT atas segala rahmat, karunia, dan hidayah-Nya penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Kedua orang tua dan keluarga penulis yang selalu memberikan doa, dukungan, dan bantuan material dengan tulus ikhlas kepada penulis.
3. Bapak Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing pertama yang telah bersedia memberikan ilmu dan membimbing penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir.
4. Bapak Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T, M.T, Ph.D selaku dosen pembimbing 2 dan dosen wali yang telah memberikan ilmu, membimbing, dan memberikan arahan kepada penulis selama masa perkuliahan.
5. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Kelautan yang telah membantu penulis memahami banyak ilmu dan membantu kelancaran penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir.
6. Teman-Teman bimbingan Tugas Akhir Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T. (Galura, Rwa, Sofyan, Yz) yang telah menemani, memberikan dukungan, bantuan, dan menjadi teman diskusi dalam mengerjakan Tugas Akhir.
7. Teman-teman angkatan 2014 (MAELSTROM) yang telah sama-sama berjuang bersama penulis selama masa perkuliahan.
8. Pihak-pihak yang penulis tidak bisa sebutkan satu persatu.

Semoga segala bentuk dukungan dalam bentuk doa, motivasi maupun bantuan lainnya yang diberikan berbagai pihak kepada penulis dapat menjadi amalan barokah dan mendapatkan balasan yang lebih baik dari Allah SWT.

DAFTAR ISI

BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar BelakangPermasalahan	1
1.2 Perumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat.....	3
1.5 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	5
2.1 TinjauanPustaka	5
2.2 Dasar Teori	6
2.2.1 Turbin Angin.....	6
2.2.2 <i>Floating Offshore Wind Turbine</i>	9
2.2.3 Analisis Respons.....	12
2.2.4 Sistem Tali Tambat.....	26
2.2.5 Analisis <i>Time Domain</i>	28
2.2.6 FAST v.8.....	29
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	31
3.1 Metode Penelitian.....	31
3.2 PROSEDUR PENELITIAN	33
3.2.1 Studi Literatur dan Pengumpulan Data.....	33
3.2.2 Pemodelan DeepCwind Kondisi <i>Free Floating</i> Pada MOSES	33
3.2.3 Validasi Model.....	33
3.2.4 Analisi Hidrodinamik <i>Floater DeepCwind</i> Kondisi <i>Free Floating</i>	33
3.2.5 Pemodelan FOWT dengan Variasi Desain Turbin pada FAST	34
3.2.6 Pemodelan Konfigurasi Mooring.....	35

3.2.7	Analisis Dinamis Berbasis <i>Time Domain</i>	35
3.2.8	Analisis Energi yang Dihasilkan.....	35
3.3	Pengumpulan Data	36
3.3.1	Data Struktur.....	36
3.3.2	Data Sistem Tali Tambat.....	38
3.3.3	Data Lingkungan.....	38
BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN.....		41
4.1	Pemodelan Struktur DeepCwind pada Moses	41
4.2	Analisis Karakteristik Gerakan Struktur <i>Floater</i> DeepCwind pada Gelombang Reguler	48
4.2.1	Analisis RAO <i>Floater</i> DeepCwind Kondisi <i>Free Floating</i>	48
4.3	Permodelan FOWT dengan Variasi Desain Turbin pada FAST	52
4.4	Analisis Respon Gerakan Struktur Berbasis <i>Time Domain</i>	52
4.4.1	<i>Time Series</i> dan RMS Gerakan.....	53
4.4.2	Spektra Respon Struktur.....	58
4.5	Analisis Tegangan pada <i>Mooring Line</i>	64
4.6	Analisis Energi yang Dihasilkan	66
4.6.1	Perhitungan Energi yang Dihasilkan.....	66
4.6.2	Pengaruh Diameter Rotor dan Kecepatan Angin Pada Hasil Energi	70
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		73
5.1	Kesimpulan.....	73
5.2	Saran	74
DAFTAR PUSTAKA		75

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Beberapa desain Offshore Wind Turbine (Jonkman, 2009).....	2
Gambar 2. 1 Konsep Turbin Angin (Karimirad, 2014).....	7
Gambar 2. 2 Perbandingan daya yang dihasilkan dengan kedalaman air tiap tipe konsep FWT (Karimirad, 2014).....	9
Gambar 2. 3 Semisubmersible <i>offshorewindturbine</i> (Karimirad, 2014).....	10
Gambar 2. 4 Spar <i>OffshoreWindTurbine</i> (Karimirad, 2014)	11
Gambar 2. 5 TLP <i>OffshoreWindturbine</i> (Karimirad, 2014).....	12
Gambar 2. 6 Bentuk umum grafik respons gerakan bangunan apung	18
Gambar 2. 7 Transformasi spektra gelombang menjadi spektra respons.....	22
Gambar 2. 8 Gaya angin dan gelombang yang bekerja pada offshore wind turbine (Karimirad, 2014).....	24
Gambar 2. 9 Gaya Aerodinamis yang terjadi pada elemen <i>blade</i> (Karimirad, 2014).....	26
Gambar 2. 10 Sistem tambat OWT tipe <i>catenary</i> (Karimirad, 2011).....	28
Gambar 2. 11 Diagram alir file <i>input</i> dan <i>output</i> FAST v.8 (Jonkman, 2009)	30
Gambar 3. 1 Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	31
Gambar 3. 2 Diagram Alir Metodologi Penelitian (Lanjutan).....	31
Gambar 3. 3 <i>Plan View</i> dan <i>Side View</i> dari DeepCWind (NREL)	37
Gambar 3. 4 Desain <i>Floater</i> DeepCWind dan <i>Wind Turbine</i> (NREL).....	37
Gambar 4. 1 Permodelan Surface Model DeepCwind Pada Software MOSES Tampak Isometri	41
Gambar 4. 2 Permodelan Surface Model DeepCwind Pada Software MOSES Tampak Samping	42
Gambar 4. 3 Permodelan Surface Model DeepCwind Pada Software MOSES Tampak Atas	42
Gambar 4. 4 Perbandingan <i>addedmass</i> MOSES dan WAMIT untuk gerakan <i>surge</i>	44
Gambar 4. 5 Perbandingan <i>addedmass</i> MOSES dan WAMIT untuk gerakan <i>sway</i>	45

Gambar 4. 6 Perbandingan <i>addedmass</i> MOSES dan WAMIT untuk gerakan <i>heave</i>	45
Gambar 4. 7 Perbandingan <i>addedradii ofgyration</i> MOSES dan WAMIT untuk gerakan <i>Roll</i>	46
Gambar 4. 8 Perbandingan <i>added radii of gyration</i> MOSES dan WAMIT untuk gerakan <i>Pitch</i>	46
Gambar 4. 9 Perbandingan <i>added radii of gyration</i> MOSES dan WAMIT untuk gerakan <i>Yaw</i>	47
Gambar 4. 10 RAO gerakan Surge floater DeepCwind kondisi free floating	48
Gambar 4. 11 RAO gerakan <i>Swayfloater</i> DeepCwind kondisi <i>freefloating</i>	49
Gambar 4. 12 RAO gerakan <i>heavefloater</i> DeepCwind kondisi <i>freefloating</i>	49
Gambar 4. 13 RAO gerakan <i>Rollfloater</i> DeepCwind kondisi <i>freefloating</i>	50
Gambar 4. 14 RAO gerakan pitch floater DeepCwind kondisi free floating	51
Gambar 4. 15 RAO gerakan yaw floater DeepCwind kondisi free floating	51
Gambar 4. 16 Hasil Permodelan FAST	52
Gambar 4. 17 Grafik Potongan <i>Time Series Surge</i> Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 0	53
Gambar 4. 18 Grafik Potongan <i>Time Series Sway</i> Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 90	54
Gambar 4. 19 Grafik Potongan <i>Time Series Heave</i> Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 0	54
Gambar 4. 20 Grafik Potongan <i>Time Series Roll</i> Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 90	55
Gambar 4. 21 Grafik Potongan <i>Time Series Pitch</i> Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 0	55
Gambar 4. 22 Grafik Potongan <i>Time Series Yaw</i> Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 90	56
Gambar 4. 23 Grafik Spektra Jonswap Gelombang Kondisi 1 Tahunan dan 100 Tahunan.....	59
Gambar 4. 24 Grafik Spektra <i>Surge</i> Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 0.....	59

Gambar 4. 25 Grafik Spektrum <i>Sway</i> Tiap Variasi Struktur dan Kondisi	
Lingkungan arah 90.....	60
Gambar 4. 26 Grafik Spektrum <i>Heave</i> Tiap Variasi Struktur dan Kondisi	
Lingkungan arah 0.....	61
Gambar 4. 27 Grafik Spektrum <i>Roll</i> Tiap Variasi Struktur dan Kondisi	
Lingkungan arah 90.....	62
Gambar 4. 28 Grafik Spektrum <i>Pitch</i> Tiap Variasi Struktur dan Kondisi	
Lingkungan arah 0.....	63
Gambar 4. 29 Grafik Spektrum <i>Yaw</i> Tiap Variasi Struktur dan Kondisi	
Lingkungan arah 45.....	64
Gambar 4. 30 Pengaruh Diameter Rotor Terhadap Hasil Energi di Tiap Kecepatan Angin.....	71

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Amplitudo dan tinggi gelombang pada spektrum	19
Tabel 3. 1 Principal Dimension dari Floater DeepCwind (NREL)	36
Tabel 3. 2 Data Struktur Wind Turbin dan Tower (NREL)	37
Tabel 3. 3 Data Tali Tambat DeepCwind	38
Tabel 3. 4 Data Lingkungan Periode Ulang 1 Tahun dan 100 Tahun	39
Tabel 4. 1 Properti Hidrostatik <i>Floater</i> DeepCwind	43
Tabel 4. 2 Kriteria Validasi Model <i>Floater</i> DeepCwind	44
Tabel 4. 3 RMS Respon Global Desain Turbin 1,5 MW	57
Tabel 4. 4 RMS Respon Global Desain Turbin 2,5 MW	57
Tabel 4. 5 RMS Respon Global Desain Turbin 5 MW	57
Tabel 4. 6 <i>Tension</i> Maksimum Pada <i>Fairlead</i> Kondisi 1 Operasi	65
Tabel 4. 7 <i>Tension</i> Maksimum Pada <i>Fairlead</i> Kondisi 1 Badai	65
Tabel 4. 8 <i>Tension</i> Maksimum Pada <i>Fairlead</i> Kondisi 2 Operasi	65
Tabel 4. 9 <i>Tension</i> Maksimum Pada <i>Fairlead</i> Kondisi 2 Badai	66
Tabel 4. 10 Status Turbin dan Frekuensi Kecepatan Angin	67
Tabel 4. 11 Rata – Rata Daya yang Dihasilkan Selama 1 Jam <i>wind turbin</i> 5 MW	67
Tabel 4. 12 Rata – Rata Daya yang Dihasilkan Selama 1 Jam <i>wind turbin</i> 2.5 MW	68
Tabel 4. 13 Rata – Rata Daya yang Dihasilkan Selama 1 Jam <i>wind turbin</i> 1.5 MW	68
Tabel 4. 14 Estimasi Jumlah Energi yang Dihasilkan Selama 1 Tahun Turbin 5MW	69
Tabel 4. 15 Estimasi Jumlah Energi yang Dihasilkan Selama 1 Tahun Turbin 2.5MW	69
Tabel 4. 16 Estimasi Jumlah Energi yang Dihasilkan Selama 1 Tahun Turbin 1.5MW	70

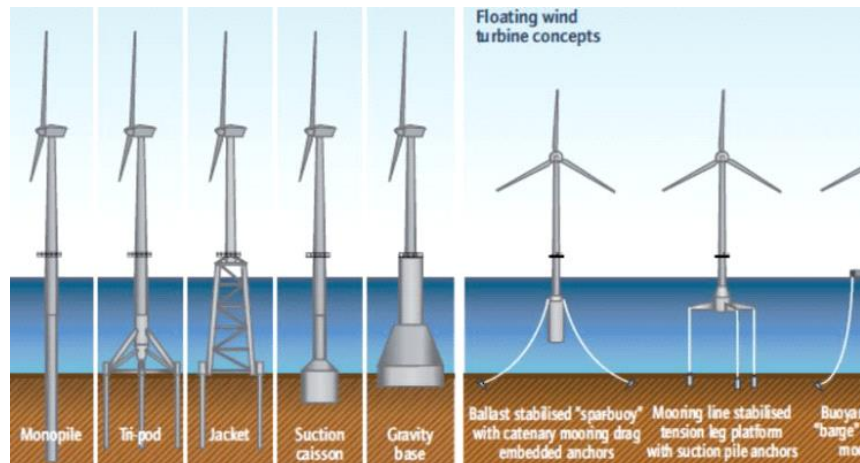
BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Permasalahan

Kebutuhan energi yang terus meningkat sementara cadangan energi fosil yang terus menurun mendorong manusia terus mengembangkan penggunaan energi baru dan terbarukan. Selain itu energi baru terbarukan dinilai lebih bersih dari polusi sehingga tidak menyebabkan pemanasan global seperti yang disebabkan oleh energi fosil selama ini. Oleh karena itu teknologi energi terbarukan diharapkan bisa berkontribusi banyak pada bauran energi Indonesia pada tahun 2050. Diharapkan pada tahun 2025 kontribusi energi baru terbarukan terhadap produksi energi nasional sebesar 23% dan pada tahun 2050 sebesar 31% (Dewan Energi Nasional, 2014). Teknologi yang banyak dikembangkan didunia dan bisa diaplikasikan di Indonesia untuk waktu dekat adalah energi angin.

Pada perkembanganya eksplorasi terhadap energi angin tidak hanya terbatas di daratan. Turbin angin yang dibangun di lepas pantai memiliki beberapa kelebihan dibandingkan dengan turbin angin yang dibangun didarat. Kecepatan angin yang berhembus lebih stabil diakrenakan tidak terhalang pepohonan dan bangunan (Babganci, 2011). Turbin angin yang dibangun lepas pantai pada dasarnya memiliki prinsip yang sama dengan turbin angin didarat dalam cara menghasilkan listrik. Angin yang berhembus akan memutar bilah yang kemudian akan memutar generator hingga dihasilkan energi listrik (Karimirad, 2014). Potensi yang besar ini menyebabkan diperlukanya desain bangunan terapung yang bisa menampung turbin angin dan menjaga performa turbin angin di lepas pantai (Babganci, 2011). Dalam perkembanganya digunakan bangunan laut yang biasa digunakan untuk eksplorasi dan eksploitasi migas lepas pantai untuk diaplikasikan di turbin angin sehingga bisa memanfaatkan energi angin di laut dalam.



Gambar 1. 1 Beberapa desain *Offshore Wind Turbine* (Jonkman, 2009)

Gambar 1.1 merupakan beberapa desain turbin angin lepas pantai yang banyak dikembangkan di dunia. Performa dari turbin angin lepas pantai khususnya yang terapung dapat dilihat dari respon dinamis struktur, seakeeping atau kekuatan mooring dan energi yang dihasilkan. Untuk mendapatkan respon dinamis perlu dilakukan analisis hydro-servo-elasto-aero secara *coupled* (Jonkman, 2009). Respons dinamis ini akan menunjukkan bagaimana karakteristik gerakan bangunan laut terapung ketika mendapatkan beberapa gaya baik hidrodinamis, aerodinamis, servodinamis dan elastodinamis.

Indonesia merupakan negara yang terletak di garis ekuator, yang pada umumnya memiliki kecepatan angin yang rendah. Namun beberapa tempat di Indonesia memiliki potensi angin yang besar. Ditambah dengan panjang garis pantai Indonesia yang sangat besar dan perairan Indonesia yang sangat luas, membuat pemanfaatan energi angin di lepas pantai sangat mungkin dilakukan di Indonesia. Untuk memanfaatkan energi angin lepas pantai, harus dilakukan penyesuaian desain turbin angin dengan kondisi lingkungan yang ada di Indonesia agar turbin angin dapat bekerja dengan baik di atas *floater*.

Wind turbine didesain berdasarkan kecepatan angin dan energi yang dihasilkan. Beberapa desain *wind turbine* yang berdasarkan besar energi yang dihasilkan adalah NREL 5MW, Gamesa 2.5MW, 1.5MW *Baseline*. Ketiga desain ini memiliki *ratespeed* yang berbeda. Dalam penelitian ini akan dilakukan perbandingan respon gerak global struktur, tegangan tali pada *fairlead*, dan energi yang dihasilkan untuk perairan Indonesia khususnya laut Natuna

Perairan Natuna merupakan daerah yang sesuai untuk pengembangan turbin angin lepas pantai. Kedalaman air di perairan Natuna sekitar 80 meter sehingga bisa menggunakan *floating wind turbine* tipe *Semisubmersible* yang memiliki *draft* 20 m. Selain itu kecepatan angin rata rata di Pulau Subi perairan Natuna sebesar 9.51m/s yang berada di atas *cut in speed* NREL 5MW, Gamesa 2.5MW, 1.5MW Baseline.

1.2 Perumusan Masalah

Dengan melakukan variasi pada desain *wind turbine* permasalahan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini antara lain :

1. Bagaimana perbandingan besar respon gerak global struktur?
2. Bagaimana perbandingan besar tegangan tali maksimum pada sistem tambat struktur?
3. Bagaimana perbandingan besar energi yang dihasilkan?

1.3 Tujuan

Dengan melakukan variasi pada desain *wind turbine* , tujuan dari tugas akhir ini adalah :

1. Mengetahui perbandingan besar respon gerak global struktur.
2. Mengetahui perbandingan besar tegangan tali maksimum pada sistem tambat struktur.
3. Mengetahui perbandingan besar energi yang dihasilkan.

1.4 Manfaat

Mengetahui karakteristik gerakan tiap desain turbin angin terapung, mengetahui tegangan tali yang terjadi dan besarnya energi yang dihasilkan oleh tiap desain turbin angin.

1.5 Batasan Masalah

Untuk mengurangi masalah selama proses pengerjaan tugas akhir ini, maka diberikan batasan-batasan sebagai berikut:

1. Studi kasus yang digunakan dalam tugas akhir ini perairan pulau Subi Utara Natuna.

2. Data sub-struktur terapung yang digunakan adalah berdasarkan *conference paper* A.N. Robertson dan J.M. Jonkman “*Loads Analysis of Several Offshore Floating Wind Turbine Concepts*”.
3. Sub – struktur terapung yang dianalisa adalah *DeepCwind Submersible*.
4. Analisis menggunakan metode Time-Domain
5. Beban lingkungan yang bekerja pada struktur adalah beban gelombang, arus, dan angin.
6. Arah pembeban gelombang dan arus yang bekerja pada struktur adalah pada arah 0° , 45° , 90° dan dianggap collinear.
7. Angin yang dimodelkan selalu *upwind* (menghadap rotor turbine) sehingga tidak terjadi *platform shadowing*.
8. Kondisi angin diasumsikan *uniform wind*.
9. *Holding Capacity* jangkar diasumsikan sudah kuat menahan beban.
10. Variasi desain *wind turbine* yang digunakan adalah NREL 5MW, Gamesa 2.5MW, 1.5 Baseline

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Efek beban hidrodinamis orde dua terhadap turbin angin lepas pantai terapung telah diteliti oleh Roald dkk (2013). Efek beban hidrodinamis orde dua diteliti pada struktur SPAR dan TLP dengan turbin angin NREL 5MW. Hasil respons dan beban struktur kemudian dianalisis dan dibandingkan dengan beban aerodinamis.

Jonkman dan Matha (2011) meneliti mengenai respons dinamis tiga konsep turbin angin lepas pantai terapung. 3 konsep yang diteliti adalah *tension leg platform*, *spar buoy*, dan *barge*. Analisis beban hidrodinamis dan stabilitas struktur dilakukan sesuai dengan prosedur standar internasional untuk tiap model dengan menggunakan alat simulasi aero-hidro-servo-elasto pada *software* FAST. Beban yang terjadi pada barge merupakan beban yang terbesar, dan tidak didapatkan perbedaan beban yang signifikan pada *spar – buoy* dan *tension leg platform*.

Karimirad dan Moan (2011) telah melakukan analisa gerakan turbin angin 5MW tipe – SPAR akibat gelombang dan angin pada kondisi lingkungan operasional dan ekstrim. Salah satu hasil yang didapatkan pada penelitian tersebut adalah bahwa turbulensi angin tidak mempengaruhi gerakan dinamis dan respon struktur secara signifikan. Namun, turbulensi mempengaruhi produksi energi oleh turbin angin, sehingga tetap merupakan suatu faktor yang penting dalam analisa turbin angin.

Dalam tesisnya, Bagbanci (2011) mengklasifikasi turbin angin lepas pantai menjadi 3 tipe utama berdasarkan kedalaman laut:

1. Turbin angin laut dangkal, berada pada kedalaman 5m – 30m dengan struktur *monopile*, *gravity base*, dan *suction bucket*.
2. Turbin angin laut transisi, berada pada kedalaman 30m – 60m dengan struktur *tripod tower*, *guyed monopile*, *full height jacket*, *submerged jacket with transition tube*, dan *enhanced suction bucket*.

3. Turbin angin laut dalam, berada pada kedalaman lebih dari 60m dengan pondasi terapung. Strukturnya termasuk tipe – SPAR, tipe – TLP, tipe – Semi – sub, dan tipe – pontoon.

Bagbanci melakukan studi numeris *time – domain* untuk melakukan analisis dinamis *coupled* untuk beberapa konsep turbin angin terapung. Perilaku hidrodinamis dianalisa dan dikombinasikan dengan model aerodinamis struktur untuk mendapatkan model *coupled* aero-servo-hidro-elastis. Hasil respons masing–masing struktur kemudian dianalisis dan dibandingkan.

Almutahir (2016) dalam penelitiannya menganalisa respons gerakan turbin angin lepas pantai terapung tipe–spar pada perairan Indonesia. Struktur turbin angin lepas pantai terapung dibandingkan sistem tali tambatnya antara sistem tambat *taut* dan *catenary*. Hasil penelitiannya menunjukkan bahwa sistem tambat *taut* memiliki respon gerakan yang lebih baik dibandingkan sistem tambat *taut catenary*.

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Turbin Angin

Turbin angin menghasilkan listrik dengan memanfaatkan energi kinetik dari angin yang mengenai baling baling. Prinsip kerja utama dari turbin angin seperti kipas angin namun terbalik. Angin yang berhembus akan memutar baling baling yang terhubung dengan penggerak generator yang selanjutnya akan diubah diubah menjadi energi listrik (Karimirad, 2014).

Berdasarkan teori Rankine-Froude besar daya yang dihasilkan oleh turbin angin dapat ditentukan dengan persamaan berikut :

$$P = \frac{1}{2} \rho_{air} C_p A_s V_{Rel}^3 \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana :

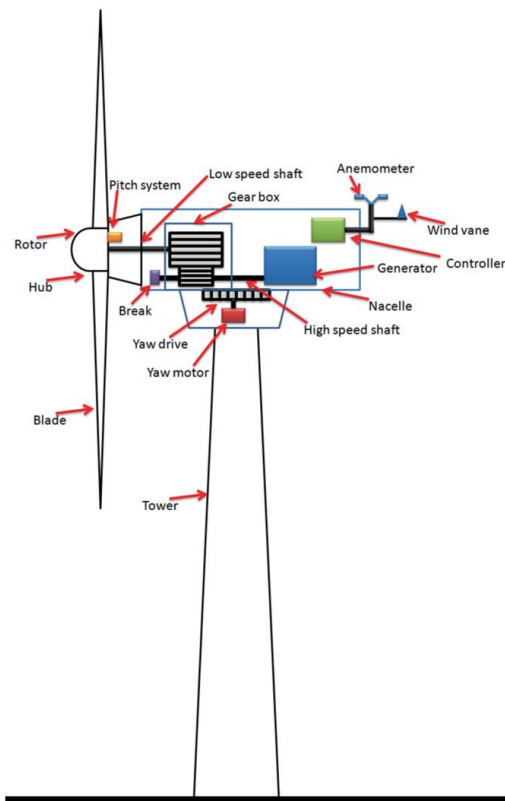
P = Daya

ρ_{air} = Massa Jenis Udara

C_p = Koefisien daya

A_s = Area yang dijangkau rotor turbin angin

V_{Rel} = Kecepatan Angin Relatif



Gambar 2. 1 Konsep Turbin Angin (Karimirad, 2014)

2.2.1.1 *Nacelle*

Dari gambar 2.1 bisa dilihat bahwa letak *nacelle* berada di atas dari *tower*. *Nacelle* ini menghubungkan rotor dengan komponen pendukungnya seperti generator. Sambungan antara rotor dan *Nacelle* adalah komponen yang paling penting dalam turbin angin. Karena *Nacelle* akan mengubah energi kinetik yang diterima oleh rotor menjadi energi listrik. Untuk daya yang besar dibutuhkan pula *Nacelle* yang besar (Karimirad, 2014)

2.2.1.2 *Hub*

Hub merupakan tempat mengatur sudut dari *blade* untuk mendapatkan energi yang maksimum. Ketika beroperasi turbin angin yang mempunyai kemampuan untuk mengatur sudut *blade* akan menyesuaikan sudutnya dengan arah angin yang datang sehingga didapat daya yang maksimal. Mengoptimalkan sudut serang *blade* adalah fungsi utama dari *Hub*.

2.2.1.3 *Blades*

Inti dari konversi energi kinetik angin menjadi energi rotasional mekanik adalah *blade*. *Blade* mempunyai bentuk *airfoil* yang berhadapan langsung dengan arah datangnya angin. *Airfoil* ini yang akan mengubah aliran angin sehingga menimbulkan gaya angkat pada *blade*, dan akhirnya *blade* bisa berputar. Intinya adalah memperbesar gaya angkat dan mengurangi gaya gesek. Gaya angkat ini diakibatkan oleh perbedaan tekanan pada aliran angin yang mengenai *blade*. Sementara gaya gesek bisa terjadi akibat putaran rotor. Selain itu ada beberapa parameter lain seperti bentuk dari *blade*, area penampang *blade*, kecepatan angin dan sudut serang.

Kebanyakan desain turbin saat ini menggunakan tiga *blade*. Meskipun dua *blade* juga menjadi pilihan tersendiri. Secara teori lebih banyak *blade* akan semakin memperluas area yang dijangkau. Namun dari pengalaman selama ini jumlah 3 *blade* lebih efisien untuk mendapatkan energi. Selain itu juga lebih murah dari sisi biaya.

2.2.1.4 *Generator*

Generator merupakan bagian elektrikal utama dari turbin angin. Turbin angin modern didesain untuk memaksimalkan daya yang diprouksi dan meminimalkan beban yang terjadi. Ini dilakukan dengan berbagai macam cara menggunakan prinsip generator yang berbeda dan teknologi konversi. Pengenalan generasi terbaru dari generator bertegangan tinggi memungkinkan untuk memaksimalkan generator ke mesin yang mempunyai skala lebih besar (Carlin et al, 2003). Vestas V80/V90 2-3MW turbin dan Repower 5-6 MW turbin menggunakan *doubly fed generators* (Lorc, 2011)

2.2.1.5 *Converter*

Fungsi utama dari *converter* adalah mengatur generator. *Converter* mengatur voltase yang baik digunakan oleh stator maupun rotor.

2.2.1.6 *Rotor*

Rotor terdiri dari *blade* dan *hub*. Terdapat dua kemungkinan konfigurasi dari rotor, yaitu *downwind* dan *upwind*. *Upwind* adalah konfigurasi ketika rotor

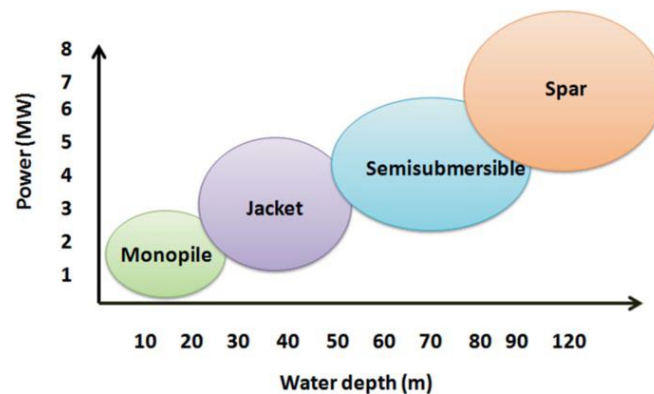
berhadap hadapan dengan arah datangnya angin. Sementara *downwind* adalah konfigurasi ketika rotor membelakangi arah datangnya angin (Karimirad, 2014).

2.2.1.7 Tower

Tower dibuat dari besi tubular, beton ataupun *steellattice*. Tower menopang struktur dari turbin. Semakin tinggi tower maka akan semakin besar angin yang bisa didapatkan. Untuk turbin angin 5MW biasanya menggunakan tower dengan tinggi sekitar 90 m. Momen tekuk dari tower berbanding lurus dengan tinggi tower, jika tower semakin tinggi maka *bending moment* yang terjadi akan semakin besar (Karimirad, 2014)

2.2.2 Floating Offshore Wind Turbine

Ketika turbin angin lepas pantai sudah mulai memasuki daerah perairan dalam, penggunaan struktur terpancang akan sangat tidak efisien. Hal ini dikarenakan biaya yang digunakan untuk membangun struktur terpancang di perairan dalam akan meningkat secara drastis. Oleh karena itu diperlukan solusi terapung untuk mengatasi masalah tersebut. Kedalaman air peralihan adalah sekitar 50- 100 m. Untuk kedalaman air lebih dari 100 m lebih baik menggunakan floating structure (Karimirad, 2014). Gambar 2.2 menunjukkan perbandingan kedalaman air dengan jumlah energi yang dihasilkan untuk tiap jenis struktur.

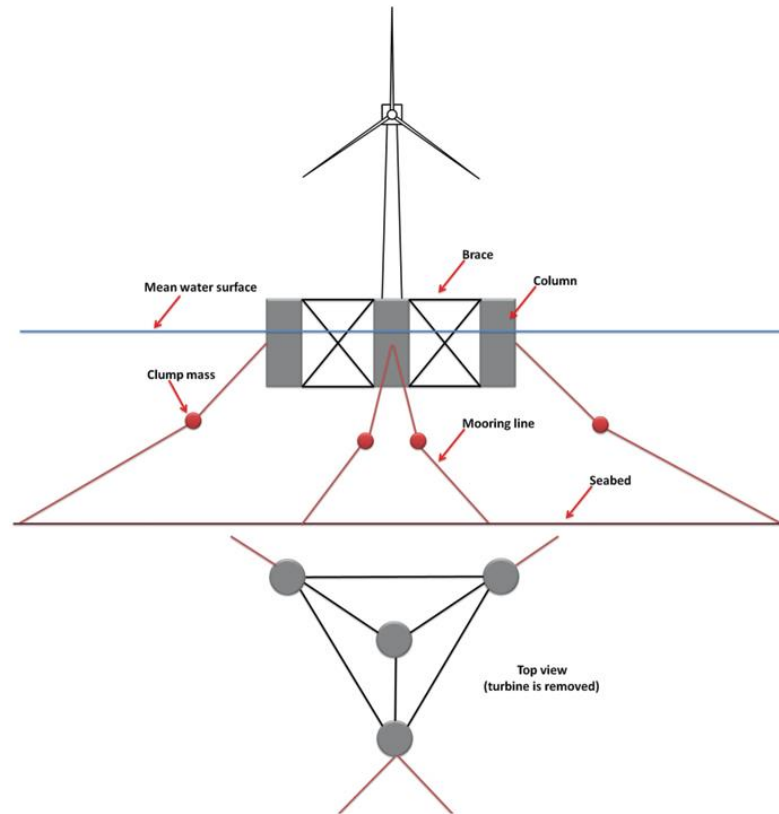


Gambar 2. 2 Perbandingan daya yang dihasilkan dengan kedalaman air tiap tipe konsep FWT (Karimirad, 2014)

2.2.2.1 Semisubmersible Offshore Wind Turbine

Tipe *floating Semisubmersible* ini dapat diinstal dan di kirim secara terapung di perairan yang tidak terlalu jauh dari pantai. Ini adalah kelebihan utama dari konsep *semisubmersible* (Karimirad, 2014). Konsep *semisubmersible* ini memanfaatkan penyebaran *watersurface* area untuk mendapat stabilitas. Terdiri

dari 3-4 kolom silinder yang terhubung dengan pontoon dan memiliki beberapa *braces*. Konsep ini stabil terhadap gerakan *heave* diakibatkan hukum Archimedes. Berat total dari struktur diseimbangkan dengan gaya apung. Sementara gerakan *pitch* dan *roll* diseimbangkan dengan gaya pengembali yang bekerja pada struktur. Gambar 2.3 merupakan desain trubin angin terapung tipe *Semisubmersible*.

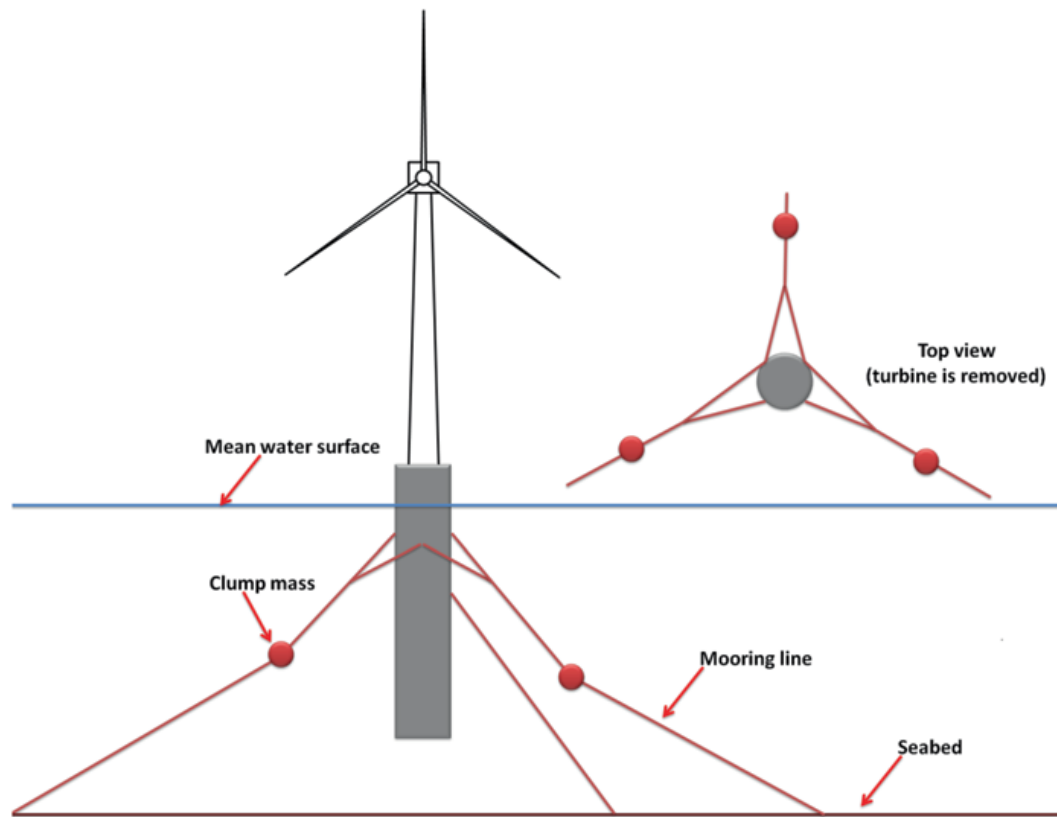


Gambar 2. 3 *Semisubmersible offshore wind turbine* (Karimirad, 2014)

2.2.2.2 Spar Offshore Wind Turbine

Platform spar merupakan silinder memanjang yang menggunakan air/metal/beton sebagai penyeimbang pada kompartemen paling bawah. COG yang rendah dan jauhnya jarak antara COG dan COB membuat *platform* ini semakin stabil, karena tinggi metacenter yang semakin besar. *Restoring momen* pada gerakan *pitch* dan *rol* secara langsung berhubungan dengan metacenter. Gerakan *heave* dipengaruhi oleh *surface area*. Sementara *surge*, *sway* dan *yaw* membutuhkan redaman dari tali tambat. Pada *floating wind turbin* tipe ini, gaya angin akan menyebabkan gerakan *yaw* yang harus bisa ditahan oleh tali tambat.

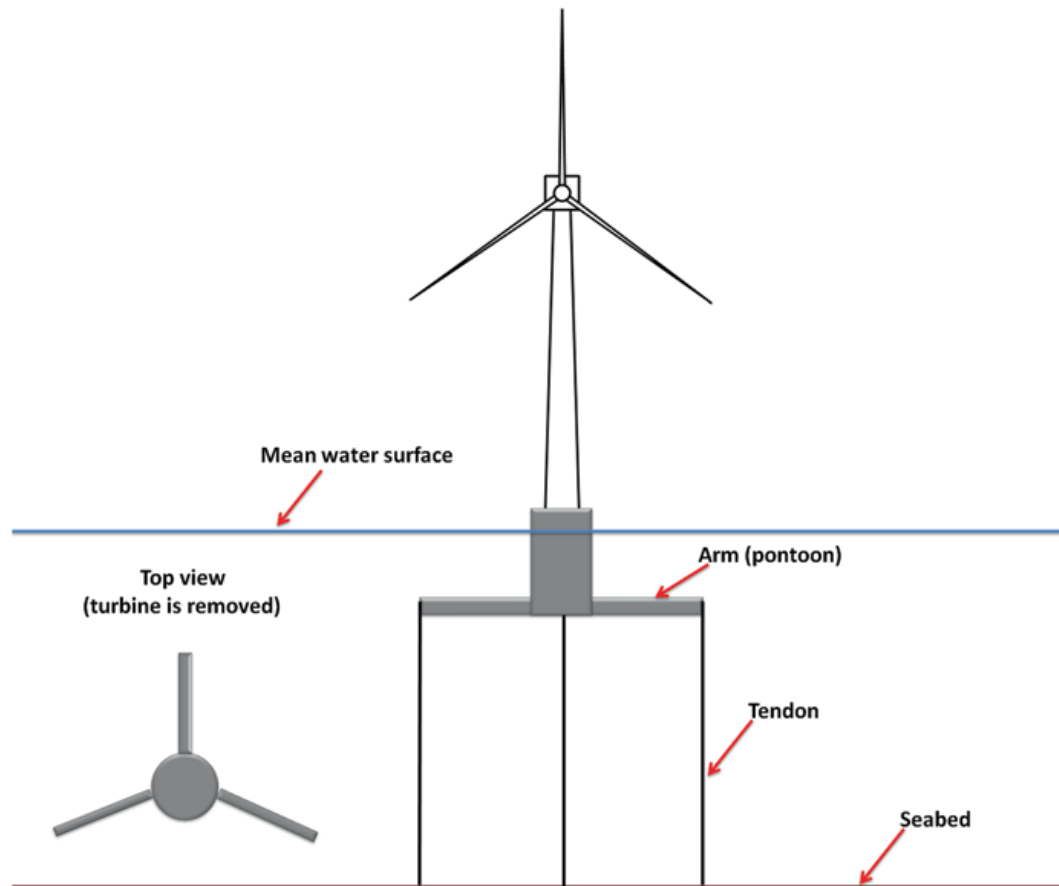
Konsep ini akan cocok untuk perairan dengan kedalaman 100-150 m. Gambar 2.4 merupakan layout konsep spar dengan tali tambat tipe *catenary*.



Gambar 2. 4 Spar Offshore Wind Turbine (Karimirad, 2014)

2.2.2.3 TLP Offshore Wind Turbine

TLP distabilkan oleh gaya tegangan pada tendon. Rasio antara tegangan total di *legs* dan berat total harus sekitar 25%. Tinggi metacenter dari system bernilai negative. Ini berarti TLP tidak akan stabil jika tendon tidak ada. TLP memiliki gerakan yang relative kecil, seperti struktur terpancang. Gerakan yang kecil ini berakibat pada produksi listrik yang lebih besar. Meskipun struktur akan mengalami beban hydro-servo-aero-elasto yang lebih besar pula. Gambar 2.5 merupakan gambaran konsep floating TLP Offshore wind turbin.



Gambar 2. 5 TLP Offshore Wind turbine (Karimirad, 2014)

2.2.3 Analisis Respons

Respon bangunan apung terhadap gerakan frekuensi gelombang menurut Kwan (1991) dapat diprediksi dengan salah satu dari dua metode berikut:

1. Analisis Kuasi-statis

Dalam pendekatan ini, beban gelombang dinamis dicatat oleh *offset* statis bangunan apung yang didefinisikan oleh gerakan gelombang yang diinduksi. Hanya gerakan horisontal yang dijadikan acuan. Beban yang disebabkan oleh gerakan *fairlead* vertikal dan dinamika sistem *mooring* itu sendiri, seperti, efek massa, percepatan fluida dan redaman, diabaikan.

2. Analisis Dinamis

Analisis dinamis memperhitungkan respon dinamis dari tali tambat. Efek variasi waktu akibat massa tali tambat, redaman, dan percepatan relatif fluida disertakan. Dalam pendekatan ini, gerakan *fairlead* variasi waktu dihitung dari gerakan *surge*, *sway*, *heave*, *pitch*, *roll* dan *yaw* dari bangunan apung.

2.2.3.1 Dasar Analisis Dinamis

Berdasarkan DNV OS E301 (2004), metode analisis simulasi domain pada bangunan lepas pantai dibagi menjadi dua, yaitu:

a. *Frequency Domain Analysis (Analisis Dinamis Berbasis Ranah Frekuensi)*
Frequency domain analysis adalah simulasi kejadian pada saat tertentu dengan interval frekuensi yang telah ditentukan sebelumnya. Metode ini bisa digunakan untuk memperkirakan respon gelombang acak, seperti gerakan dan percepatan *platform*, gaya tendon, dan sudut. Setelah mendapatkan koefisien hidrodinamik dan gaya gelombang yang bekerja pada bangunan apung, maka persamaan gerak untuk single body dapat dituliskan sebagai berikut :

$$\sum_{k=1}^6 [(M + A)\ddot{\eta} + B\dot{\eta} + C\eta] = Fe^{-i\omega_e t} \dots\dots\dots (2.2)$$

dengan,

- M = Massa struktur (*generalized mass*)
- A = Massa tambah (*added mass*)
- B = Koefisien redaman (*damping*)
- C = Koefisien pengembali (*restoring*)
- F = Amplitudo gelombang dan komponen momen yang didefinisikan sebagai komponen dari $Fe^{-i\omega_e t}$.

Dengan mengembangkan persamaan gerak untuk *single body* dapat untuk mendefinisikan persamaan gerak untuk multi body dengan persamaan 2.3.

$$\sum_{k=1}^6 [(M^1 + A^{11} + \dots + A^{1N})\ddot{\eta} + (B^{11} + \dots + B^{1N})\dot{\eta} + C^1\eta] = F^1 e^{-i\omega_e t}$$

•
•
•

$$\sum_{k=1}^6 [(M^N + A^{N1} + \dots + A^{NN})\ddot{\eta} + (B^{N1} + \dots + B^{NN})\dot{\eta} + C^N\eta] = F^N e^{-i\omega_e t} (2.3)$$

Superscript pada persamaan tersebut menunjukkan nomer moda antara jumlah bangunan apung N tertentu. Jika bangunan apung berosilasi akibat gelombang harmonik maka respon struktur yang terbentuk adalah sebagai fungsi harmonik. Analisis berbasis ranah frekuensi dilakukan untuk menentukan respon bangunan struktur pada gelombang reguler yang disajikan dalam bentuk *Respon*

Amplitude Operator. Keuntungan metode ini adalah tidak membutuhkan banyak waktu untuk perhitungan, *input* dan *output* juga lebih sering digunakan oleh perancang. Kekurangannya adalah untuk setiap persamaan *non-linear* harus diubah menjadi *linear*.

b. *Time domain analysis (Analisis Dinamis Berbasis Ranah Waktu)*

Jika suatu sistem linear dan beban gelombang yang bekerja hanya terdiri dari *first order* maka beban yang diterima maupun respon yang dihasilkan juga dalam bentuk linear sehingga dapat diselesaikan dengan analisis dinamis berbasis ranah frekuensi (*frequency domain analysis*). Sedangkan jika terkandung di dalamnya faktor-faktor non linear, seperti beban gelombang *second order*, *nonlinear viscous damping*, gaya dan momen akibat angin dan arus maka perhitungan *frequency domain analysis* menjadi kurang relevan. Oleh karena itu untuk mengakomodasi faktor-faktor non linear tersebut maka persamaan gerak dari hukum kedua Newton diselesaikan dalam fungsi waktu atau yang lebih dikenal dengan istilah analisis dinamis berbasis ranah waktu (*time domain analysis*).

Pendekatan yang dilakukan dalam metode ini akan menggunakan prosedur integrasi waktu dan menghasilkan *time history response* berdasarkan fungsi waktu $x(t)$. Metode analisis *time domain* umumnya seperti program komputer dapat digunakan untuk menganalisis semua situasi tali tambat dibawah pengaruh dinamika frekuensi gelombang. Periode awal harus dimaksimalkan untuk meminimalkan efek transient. Namun, metode ini dalam membutuhkan proses lebih kompleks dan waktu yang lama. Hal ini membutuhkan simulasi *time history*. *Time history* memberikan hasil *tension* maksimum, beban jangkar, dan lain-lain. Persamaan tersebut dideskripsikan sebagai :

$$[m + A(\omega)]\ddot{x} + C(\omega)\dot{x} + D_1\dot{x} + D_2f(\dot{x}) + Kx = q_{WI} + q_{WA}^1 + q_{WA}^2 + q_{CU} + q_{xet} \dots\dots\dots (2.4)$$

dengan,

- q_{WI} = beban seret angin (*wind drag force*)
- q_{WA}^1 = beban gelombang first order
- q_{WA}^2 = beban gelombang second order
- q_{CU} = beban arus

q_{xet} = beban eksternal lainnya

Output dari simulasi *time domain* adalah:

- Simulasi gelombang reguler dapat digunakan untuk memprediksi fungsi transfer dengan mengambil rasio amplitudo respon dengan input amplitudo gelombang.
- Spektrum respon dapat dihitung dari *time series*, informasi yang diberikan sama dengan analisa domain frekuensi.
- Respon ekstrim dapat disimulasi langsung dari puncak respon selama simulasi.

Keuntungan metode ini dibandingkan *frequency domain* adalah semua tipe *non-linear* (matrik sistem dan beban-beban eksternal) dapat dimodelkan dengan lebih tepat. Sedangkan kerugiannya adalah membutuhkan waktu perhitungan yang lebih. Menurut DNV OS E301 (2010), minimal simulasi *time domain* adalah selama 3 jam.

2.2.3.2 Teori Dasar Gerakan Bangunan Apung

Bangunan apung (dalam hal ini DeepCwind) memiliki enam mode gerakan bebas (*Six Degree of Freedom*) yang terbagi menjadi dua kelompok, yaitu 3 mode gerakan translasional dan 3 mode gerakan rotasional dalam 3 arah sumbu (Battacharyya, 1978).

Berikut adalah penjelasan keenam mode gerakan tersebut :

- a. Mode Gerak Translasional
 - *Surge*, gerakan transversal arah sumbu x
 - *Sway*, gerakan transversal arah sumbu y
 - *Heave*, gerakan transversal arah sumbu z
- b. Mode Gerak Rotasional
 - *Roll*, gerakan rotasional arah sumbu x
 - *Pitch*, gerakan rotasional arah sumbu y
 - *Yaw*, gerakan rotasional arah sumbu z

2.2.3.3 Perilaku Bangunan Apung pada Gelombang Reguler

- Teori Gelombang Reguler

Dengan mengasumsikan kondisi dasar laut adalah rata dan batasan horisontal pada permukaan bernilai tak hingga maka teori gelombang linear atau yang lebih dikenal dengan teori gelombang Airy dapat diterapkan.

Teori gelombang Airy merupakan teori gelombang yang paling sering digunakan dalam menghitung beban gelombang (*wave load*) yang terjadi pada struktur. Teori gelombang Airy juga bisa disebut dengan teori gelombang amplitudo kecil, yang menjelaskan bahwa asumsi tinggi gelombang adalah sangat kecil jika dibandingkan terhadap panjang gelombang atau kedalaman laut. Periode gelombang diasumsikan sebagai variable konstan yang tidak berubah terhadap waktu. Jadi jika dilaut diukur periode gelombang adalah 10 detik, maka periodenya akan tetap 10 detik selama gelombang tersebut menjalar. Nama Teori Gelombang Airy merupakan penghargaan kepada Sir.George Biddell Airy (1845) yang telah menemukan teori ini.

Adapun persamaan-persamaan yang dari teori gelombang Airy adalah sebagai berikut :

- Kecepatan potensial (ϕ)

$$\phi = \frac{gA}{\omega} \frac{\cosh k(z+d)}{\cosh kd} \sin(kx - \omega t) \dots \dots \dots (2. 5)$$

- Kecepatan fluida (v_z)

$$v_z = -A\omega \frac{\sinh(kz-kd)}{\sinh(kd)} \sin(\omega t - k.x) \dots \dots \dots (2.6)$$

- Percepatan fluida (a_z)

$$a_z = -A\omega^2 \frac{k}{\sinh(kd)} \cos(\omega t - k.x) \dots \dots \dots (2. 7)$$

dengan,

- A = amplitudo gelombang
- ω = frekuensi alami gelombang
- k = nomor gelombang
- d = kedalaman laut

2.2.3.4 Response Amplitude Operator (RAO)

Response Amplitude Operator (RAO) atau disebut juga dengan *Transfer Function* merupakan fungsi respon yang terjadi akibat gelombang dalam rentang frekuensi yang mengenai struktur. RAO merupakan alat untuk mentransfer gaya gelombang menjadi respon gerakan dinamis struktur.

RAO memuat informasi tentang karakteristik gerakan bangunan laut yang disajikan dalam bentuk grafik, dimana absisnya adalah parameter frekuensi, sedangkan ordinatnya adalah rasio antara amplitudo gerakan pada mode tertentu, ζ_{k0} , dengan amplitudo gelombang, ζ_0 .

Menurut Chakrabarti (1987), persamaan RAO dapat dicari dengan persamaan 2.8

$$RAO(\omega) = \frac{\zeta_{k0}(\omega)}{\zeta_0(\omega)} \text{ (m/m)} \dots\dots\dots (2.8)$$

dengan:

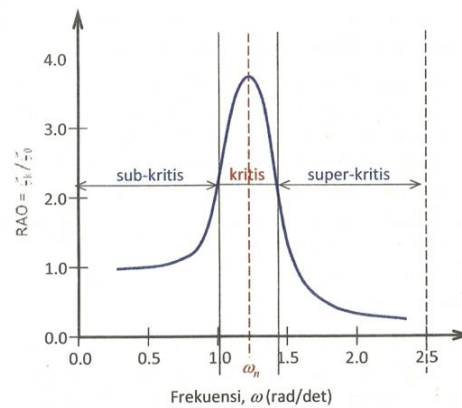
$\zeta_{k0}(\omega)$ = amplitudo struktur (m)

$\zeta_0(\omega)$ = amplitudo gelombang (m)

Respon gerakan RAO untuk gerakan translasi (*surge, sway, heave*) merupakan perbandingan langsung antara amplitudo gerakan dibanding dengan amplitudo gelombang insiden (keduanya dalam satuan panjang) (Djtmiko, 2012). Persamaan RAO untuk gerakan translasi sama dengan persamaan 1.2 di atas.

Sedangkan untuk respon gerakan RAO untuk gerakan rotasi (*roll, pitch, yaw*) merupakan perbandingan antara amplitudo gerakan rotasi (dalam radian) dengan kemiringan gelombang, yakni yang merupakan perkalian antara gelombang ($k_w = \omega^2/g$) dengan amplitudo gelombang insiden (Djtmiko, 2012):

$$RAO(\omega) = \frac{\zeta_{k0}(\omega)}{\zeta_0(\omega)} = \frac{\zeta_{k0}}{(\omega^2 / g) \zeta_0} \text{ (rad/rad)} \dots\dots\dots (2.9)$$



Gambar 2. 6 Bentuk umum grafik respons gerakan bangunan apung (Djatkiko, 2012)

Berdasarkan Gambar 2.6 kurva respons gerakan bangunan apung pada dasarnya dapat dibagi menjadi tiga bagian:

- Pertama adalah bagian frekuensi rendah, atau gelombang (dengan periode) panjang, yang disebut daerah sub-kritis. Pada daerah ini bangunan laut akan bergerak mengikuti pola atau kontur elevasi gelombang yang panjang sehingga amplitudo gerakan kurang lebih akan ekuivalen dengan amplitudo gelombang, atau disebut sebagai *contouring*. Dalam korelasi persamaan hidrodinamis, di daerah frekuensi rendah, atau $\omega^2 < k/(m+a)$, gerakan akan didominasi oleh faktor kekakuan.
- Kedua adalah daerah kritis, meliputi pertengahan lengan kurva di sisi frekuensi rendah sampai dengan puncak kurva dan diteruskan ke pertengahan lengan kurva di sisi frekuensi tinggi. Puncak kurva berada pada frekuensi alami, yang merupakan daerah resonansi, sehingga respons gerakan mengalami magnifikasi, atau amplitudo gerakan akan beberapa kali lebih besar daripada amplitudo gelombang. Secara hidrodinamis di daerah frekuensi alami, yakni $k/(m+a) < \omega^2 < k/a$, gerakan akan didominasi oleh faktor redaman.
- Ketiga adalah daerah super kritis, yaitu daerah frekuensi tinggi, atau gelombang-gelombang (dengan periode) pendek. Pada daerah ini respons gerakan akan mengecil. Semakin tinggi frekuensi, atau semakin rapat antara puncak-puncak gelombang yang berurutan, maka akan memberikan efek seperti bangunan laut bergerak di atas air yang relatif datar. Oleh karena itu gerakan bangunan laut diistilahkan sebagai *platforming*. Dalam hal korelasi hidrodinamis, gerakan di

daerah frekuensi tinggi ini, dimana $\omega^2 < k/a$, gerakan akan didominasi oleh faktor massa (Djarmiko, 2012).

2.2.3.5 Spektrum Gelombang

Pemilihan spektrum energi gelombang untuk memperoleh respon spektra suatu struktur didasarkan pada kondisi real laut yang ditinjau. Bila tidak ada, maka dapat digunakan model spektrum yang dikeluarkan oleh berbagai institusi dengan mempertimbangkan kesamaan fisik lingkungan. Setelah spektrum respon diperoleh maka intensitas gerakan dapat dihitung sebagai fungsi luasan di bawah kurva spektrum respon atau merupakan variasi elevasi gerakan, yaitu sebagai berikut :

$$m_{r0} = \int_0^{\infty} S_z(\omega) d\omega \dots\dots\dots (2.8)$$

Berdasarkan persamaan diatas jika diturunkan akan didapatkan harga-harga statistik gerakan sebagai fungsi varian elevasi gerakan m_{r0} , yaitu misalnya sebagai amplitudo gerakan rata-rata yang dihitung sebagai :

$$\bar{\zeta}_r = 1.25\sqrt{m_{r0}} \dots\dots\dots (2.9)$$

Harga amplitudo gerakan signifikan dihitung sebagai :

$$\zeta_{rs} = 2.0\sqrt{m_{r0}} \dots\dots\dots (2.10)$$

Dan amplitudo respon ekstrim yang berpeluang terjadi dalam waktu T jam dapat dihitung dengan persamaan :

$$\hat{\zeta}_r = \sqrt{m_{r0}} \times \sqrt{\left\{ 2 \ln \left(\frac{60^2 T}{2\pi} \sqrt{\frac{m_{r2}}{m_{r0}}} \right) \right\}} \dots\dots\dots (2.11)$$

Harga m_{r2} merupakan momen kedua dari luasan di bawah kurva spektrum respon.

Tabel 2. 1 Amplitudo dan tinggi gelombang pada spektrum

Profil Gelombang	Amplitudo	Tinggi
Gelombang rata-rata	$1.25\sqrt{m_0}$	$2.5\sqrt{m_0}$
Gelombang signifikan	$2.00\sqrt{m_0}$	$4.00\sqrt{m_0}$
Rata-rata 1/10 gelombang	$2.55\sqrt{m_0}$	$5.00\sqrt{m_0}$
Rata-rata 1/1000 gelombang	$3.44\sqrt{m_0}$	$6.67\sqrt{m_0}$

Bersamaan dengan semakin meningkatnya intensitas studi yang dilakukan mengenai respon gerak pada gelombang acak telah banyak dihasilkan spektrum gelombang yang beragam sesuai dengan kondisi lingkungan yang dianalisis. Jenis-jenis spektrum gelombang yang biasa digunakan dalam perhitungan adalah model Pierson-Moskowitz (1964), ISSC (1964), Scott (1965), Bretschneider (1969), JONSWAP (1973), ITTC (1975) dan Wang (1991). Spektrum gelombang yang digunakan dalam analisis ini mengacu pada spektrum gelombang JONSWAP karena karakteristik perairan Indonesia yang tertutup/kepulauan sehingga cocok dengan karakter spektrum JONSWAP (Djarmiko, 2012).

Spektrum JONSWAP didasarkan pada percobaan yang dilakukan di North Sea. Persamaan spektrum JONSWAP dapat dituliskan dengan memodifikasi persamaan spektrum Pierson-Moskowitz (DNV RP-C205, 2010), yaitu :

$$S_j(\omega) = A_\gamma S_{pm}(\omega) \gamma^{\exp(-0.5(\frac{\omega-\omega_p}{\sigma\omega_p})^2)} \dots\dots\dots (2.12)$$

dengan,

$S_{pm}(\omega)$ = Spektra Pierson-Moskowitz

$$= \frac{5}{16} H_s^2 \omega_p^4 \omega^{-5} \exp(-\frac{5}{4} (\frac{\omega}{\omega_p})^{-4}) \dots\dots\dots (2.13)$$

Dimana :

γ = parameter puncak (*peakedness parameter*)

σ = parameter bentuk (*shape parameter*) untuk $\omega \leq \omega_0 = 0,07$ dan $\omega \geq \omega_0 = 0,09$

A_γ = normalizing factor = $1 - 0.287 \ln(\gamma)$

ω = wave frequency (rad/sec)

ω_p = angular spectral peak frequency (rad/sec)

H_s = tinggi gelombang signifikan (m)

T_p = periode puncak (s)

2.2.3.6 Perilaku Bangunan Apung pada Gelombang Acak

- Respon Bangunan Apung pada Gelombang Acak

Respons bangunan apung pada khususnya kapal yang diakibatkan oleh eksitasi gelombang acak telah diperkenalkan pertama kali oleh St. Denis dan Pierson (1953). Gerakan bangunan apung dalam kondisi ideal dapat dihitung sebagai reaksi adanya eksitasi gelombang sinusoidal, dengan karakteristik tinggi atau amplitudo dan frekuensi tertentu. Perhitungan kemudian dilakukan dengan mengambil amplitudo gelombang yang konstan, namun harga frekuensinya divariasikan dengan interval kenaikan tertentu.

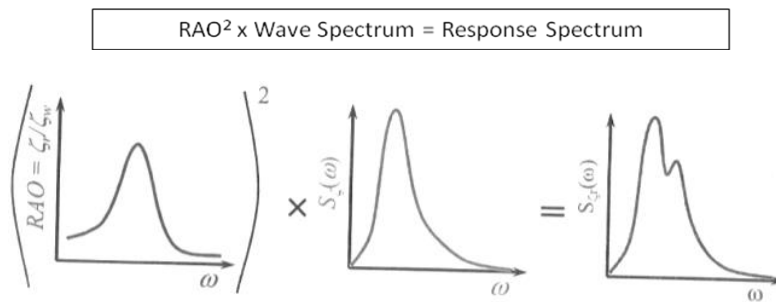
Gelombang acak merupakan superposisi dari komponen-komponen pembentuknya yang berupa gelombang sinusoidal dalam jumlah tidak terhingga. Tiap-tiap komponen gelombang mempunyai tingkat energi tertentu yang dikontribusikan, yang kemudian secara keseluruhan diakumulasikan dalam bentuk spektrum energi gelombang (Djarmiko, 2012).

Dalam analisis respon bangunan apung pada gelombang reguler dapat diketahui pengaruh interaksi hidrodinamik pada massa tambah, *potential damping* dan gaya eksternal. Analisis tersebut menghasilkan respon struktur pada gelombang reguler. Respon struktur pada gelombang acak dapat dilakukan dengan mentransformasikan spektrum gelombang menjadi spektrum respon. Spektrum respon didefinisikan sebagai respon kerapatan energi pada struktur akibat gelombang. Hal ini dapat dilakukan dengan mengalikan harga pangkat kuadrat dari *Response Amplitude Operator* (RAO) dengan spektrum gelombang pada daerah struktur bangunan apung tersebut beroperasi. Persamaan respon struktur secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut:

$$S_R = [RAO(\omega)]^2 S(\omega) \dots\dots\dots (2.14)$$

dengan :

S_R	= spektrum respons (m ² -sec)
$S(\omega)$	= spektrum gelombang (m ² -sec)
$RAO(\omega)$	= <i>transfer function</i>
ω	= frekuensi gelombang (rad/sec)



Gambar 2. 7 Transformasi spektra gelombang menjadi spektra respons(Djatkiko, 2012)

- Faktor Non-Linear

Untuk memenuhi kondisi yang mendekati kenyataan pada analisis respon struktur maka faktor-faktor non linear harus dipertimbangkan dalam perhitungan. Adapun faktor-faktor non linear yang perlu diperhitungkan adalah sebagai berikut:

2.2.3.6.1 Beban Gelombang *Second Order*

Pengaruh beban gelombang *second order* akan tampak pada perilaku struktur bangunan apung yang tertambat. Pada gelombang regular, cara yang paling sederhana untuk mendefinisikan pengaruh non linear adalah dengan melengkapi persamaan Bernoulli (Faltinsen, 1990).

Hasil dari persamaan tersebut dapat diklasifikasikan menjadi tiga komponen penyusun, yakni beban *mean wave (drift)*, beban osilasi variasi frekuensi dan beban osilasi dari penjumlahan frekuensi tersebut yang akan mendeskripsikan spektrum gelombang.

2.2.3.6.2 Beban Angin

Beban angin merupakan beban dinamis, tetapi beberapa struktur akan meresponnya pada model statis yang paling mendekati. Dalam perancangan bangunan lepas pantai pada umumnya, perhitungan beban angin didasarkan pada besarnya kecepatan ekstrim dengan periode ulang 50 atau 100 tahun. Semakin lama periode ulang yang digunakan, maka resiko kegagalan semakin besar.

Berdasarkan OCIMF (1997) *Mooring Equipment Guidkines*, perhitungan beban angin didefinisikan sebagai berikut :

Longitudinal wind force

$$F_{xw} = C_{xw} \left(\frac{\rho_w}{7600} \right) V_w^2 A_T \dots\dots\dots (2.15)$$

Lateral wind force

$$F_{yw} = C_{yw} \left(\frac{\rho_w}{7600} \right) V_w^2 A_L \dots\dots\dots (2.16)$$

dengan,

- F_{xw} = gaya angin longitudinal (kN)
- F_{yw} = gaya angin lateral (kN)
- C_{xw} = koefisien gaya angin longitudinal non dimensional
- C_{yw} = koefisien gaya angin transversal non dimensional
- ρ_w = densiti udara = 1.223 Kg/m³ pada 20⁰ C
- V_w = kecepatan angin pada ketinggian 10m (knot)
- A_T = luas penampang transversal diatas air (m²)
- A_L = luas penampang longitudinal diatas air (m²)

2.2.3.6.3 Beban Arus

Selain gelombang dan angin, arus juga memberikan gaya terhadap struktur bangunan lepas pantai. Arus akibat pasang surut memiliki kecepatan yang semakin berkurang seiring dengan bertambahnya kedalaman sesuai fungsi *non-linear*. Sedangkan arus yang disebabkan oleh angin memiliki karakter yang sama, tetapi dalam fungsi *linear*.

Berdasarkan OCIMF (1997) *Mooring Equipment Guidelines*, perhitungan beban arus didefinisikan sebagai berikut :

Longitudinal current force

$$F_{xc} = C_{xc} \left(\frac{\rho_c}{7600} \right) V_c^2 T L_{BP} \dots\dots\dots (2.17)$$

Lateral current force

$$F_{yc} = C_{yc} \left(\frac{\rho_c}{7600} \right) V_c^2 T L_{BP} \dots\dots\dots (2.18)$$

dengan,

- F_{xc} = gaya arus longitudinal (kN)
- F_{yc} = gaya arus lateral (kN)
- C_{xc} = koefisien gaya arus longitudinal non dimensional
- C_{yc} = koefisien gaya arus transversal non dimensional

ρ_c = densiti air laut = 1025 Kg/m³ pada 20° C
 V_c = kecepatan arus pada ketinggian 10 m (knot)
 T = draft kapal (m)
 L_{BP} = *length between perpendicular* (m)

2.2.3.6.4 Beban Aerodynamic dan Hydrodynamic

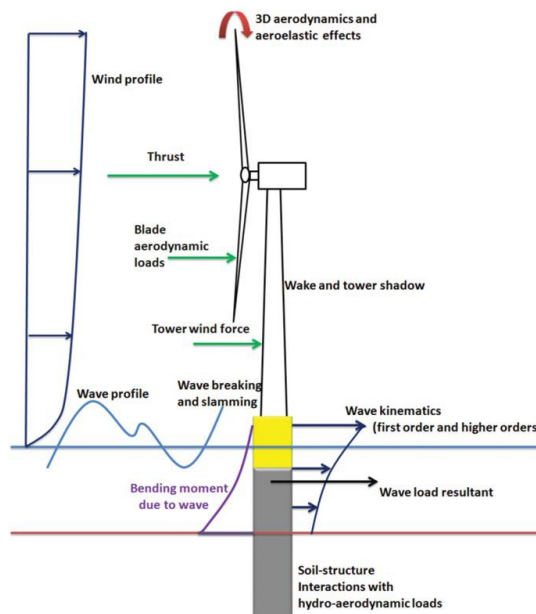
Struktur turbin angin lepas pantai bertujuan untuk menghadapi kondisi lingkungan di perairan terbuka. Gaya utama yang mengenai struktur adalah gaya hydrodynamic dan aerodynamic yang disebabkan oleh gelombang dan angin. Meskipun pada beberapa kasus dan juga pada konsep desain tertentu gaya *hydrodynamic* lebih dominan jika dibandingkan dengan gaya *aerodynamic* (Karimirad 2014).

2.2.3.6.5 Teori Element Blade

Gaya *aerodynamic* terdiri dari gaya angkat dan gaya gesek. Ketika angin berhembus, blade akan berputar dikarenakan partikel udara dan juga perbedaan tekanan di sekitar blade. Dari persamaan bernouli kecepatan dan tekanan saling berhubungan. Gaya-gaya yang terjadi pada trubin angin lepas pantai dapat dilihat pada Gambar 2.8.

$$P + \frac{1}{2}V^2 = \text{constant} \dots \dots \dots (2.19)$$

$$\rho AV = \text{constant} \dots \dots \dots (2.20)$$



Gambar 2. 8 Gaya angin dan gelombang yang bekerja pada offshore wind turbine (Karimirad, 2014)

2.2.3.6.6 Aerodynamic dari Turbin Angin

Teori aerodinamis 2D bisa digunakan bagi struktur turbin angin lepas pantai terapung. Hal ini dikarenakan bentuk *blade* dan *tower* yang *relative ramping*. Melalui teori momentum elemen *blade* (BEM) koefisien angkat dan koefisien drag digunakan untuk memodelkan gaya aerodinamis. Untuk turbin yang tidak berputar atau dalam kondisi parkir, gaya aerodinamis dihitung dengan menggunakan kecepatan angin relatif. Sedangkan untuk keadaan operasi, *inducedvelocity* dan *wakeeffect* pada kecepatan yang mengenai elemen *blade* harus diperhitungkan (Karimirad, 2014). Banyak model aerodinamika berasumsi bahwa aliran angin terjadi pada dua titik dimensional dan data airfoil 2D bisa diterapkan (Hansen, 2008).

Performa *airfoil* dipengaruhi oleh bilangan Reynolds, kekasaran permukaan, nomor Mach serta *angleofattack*. Gaya aerodinamis yang terjadi pada *blade* dapat dilihat pada Gambar 2.9. Elemen *blade* bergerak dalam aliran udara pada kecepatan relatif. Koefisien angkat dan hambatan didefinisikan sebagai berikut:.

$$F_D = \frac{1}{2} \times \rho \times c \times V_{rel}^2 \times C_D \dots\dots\dots (2.21)$$

$$F_L = \frac{1}{2} \times \rho \times c \times V_{rel}^2 \times C_L \dots\dots\dots (2.22)$$

Dimana :

F_D = Beban *Drag* per Satuan Panjang

F_L = Beban *Lift* per Satuan Panjang

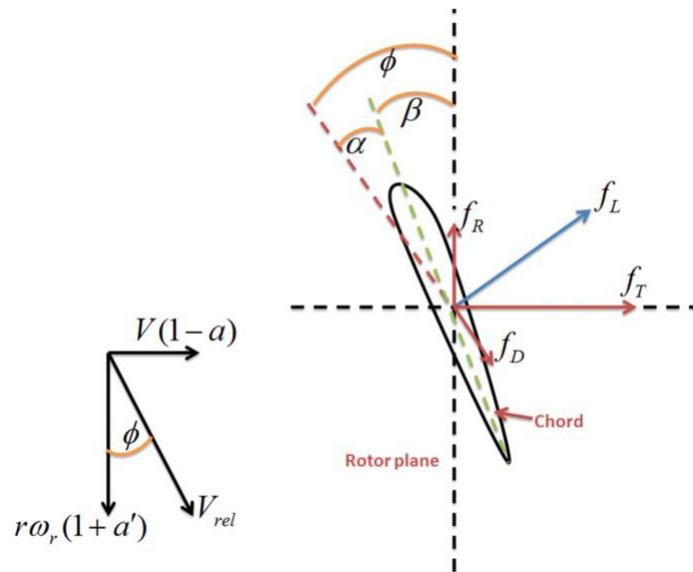
ρ = Massa Jenis Udara

c = Panjang *Chord* airfoil

V_{rel} = Gerak relatif elemen *blade* dalam *airflow*

C_D = Koefisien *Drag*

C_L = Koefisien *Lift*



Gambar 2. 9 Gaya Aerodinamis yang terjadi pada elemen *blade*

(Karimirad, 2014)

2.2.3.6.7 Beban Aero-Servo Turbin Angin

Model beban aeroelastik digunakan untuk menentukan beban aerodinamis angin pada rotor dan menara. Untuk turbin angin lepas pantai termasuk turbin angin terapung, diharuskan menyelidiki beban aero-hydro-servo-elastic secara couple dan beban itu termasuk muatan aero-servo yang diakibatkan oleh :

a. Beban angin langsung yang dihasilkan:

- Beban aerodinamis blade selama operasi, parkir, idling, pengereman dan *Start-up*
- Gaya drag aerodinamis di menara dan nacelle.

b. Beban Servo

Pengendalian turbin angin memerlukan aktuator untuk menahan dan menyesuaikan tingkat *yaw* dari rotor. Torsi generator juga dikendalikan. Semua tindakan ini mengakibatkan beban servo mekanis ke sistem.

2.2.4 Sistem Tali Tambat

Sistem tambat (*mooring system*) pada struktur terapung lepas pantai seperti SPAR, TLP, Kapal dan lain-lain berfungsi untuk menjaga posisi struktur supaya tetap berada pada posisinya terhadap gaya-gaya yang bekerja seperti angin, arus dan gelombang ketika beroperasi. Secara garis besar, konfigurasi sistem tambat pada SPAR berupa jenis tambat menyebar (*spread mooring*) yang

terdiri dari *catenary mooring* atau *taut mooring*. Sistem tambat pada umumnya terangkai dari sejumlah *lines* yang terbuat dari *chain*, kabel (*wire*), atau tali sintetis (*synthetic rope*). Bagian atas dari *mooring line* ini dipasang pada badan struktur terapung di titik-titik yang berbeda sedangkan bagian bawah *mooring line* nya ditambatkan ke dasar laut. Kabel-kabel *mooring* terangkai dari rantai baja (*steel chain*), tali ataupun kombinasi dari keduanya. Gaya tension yang terjadi pada kabel tergantung dari berat kabel serta property elastisitas material dan sistem tambatnya.

Persamaan dalam menganalisa sistem tambat dapat dilakukan dengan persamaan 2.23. Persamaan ini merupakan keseimbangan antara persamaan gerak yang mengakomodir gaya eksitasi akibat arus, angin dan gelombang kepada struktur. Sesuai dengan Wichers & Huijsmans (1984), Wichers (1986; 1987; 1988a; 1988b) dan API (2001), persamaan analisa sistem tambat sebagai berikut:

$$M(\ddot{x} + D\dot{x}) = X_H + X_W + X_M + x^{(2)} \dots\dots\dots (2.23)$$

Di mana:

$$\mathbf{x} = (x_1, x_2, x_6)^T$$

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} \mathbf{M} & \mathbf{O} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{M} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{O} & \mathbf{I} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} \mathbf{O} & \mathbf{O} & -\dot{x}_2 \\ \mathbf{O} & \mathbf{O} & \dot{x}_6 \\ \mathbf{O} & \mathbf{O} & \mathbf{O} \end{bmatrix}$$

X_H = vektor gaya hidrodinamika dan arus

X_W = vektor gaya aerodinamis

X_M = vektor gaya tali tambat

$X^{(2)}$ = vektor gaya gelombang orde – 2

2.2.4.1 Catenary Mooring

Merupakan sistem tambat pertama yang paling umum. Ketika berada di dasar laut posisi *mooring* horizontal sehingga pada *catenary mooring* ini jangkar hanya dikenakan beban horizontal. Pada *catenary mooring*, gaya pengembali dihasilkan oleh berat *mooring lines* sendiri. Pada Gambar 2.15 bisa dilihat bagaimana konfigurasi sistem tali tambat struktur.



Gambar 2.10 Sistem tambat OWT tipe *catenary* (Karimirad, 2011)

2.2.5 Analisis Time Domain

Apabila suatu sistem yang bergerak merupakan sistem linear, dimana perubahan posisi, kecepatan, dan percepatan terjadi secara linear, maka perilaku sistem tersebut dapat dianalisa dan dipelajari pada *frequency domain*. Namun, pada kenyataannya terjadi banyak faktor yang menyebabkan suatu sistem bergerak secara tidak linear. Pada sistem tersebut prinsip superposisi yang merupakan dasar pendekatan *frequency domain* tidak lagi *valid*. Pada kasus seperti ini, penyelesaian langsung persamaan gerak sebagai fungsi waktu yang diturunkan dari hukum kedua newton harus dilakukan (Journee dan Massie, 2001).

Pada FOWT sebagian besar pembebanan yang terjadi tidak linear. Akibatnya, respon struktur tidak terjadi secara linear. Menurut Karimirad (2011), beban – beban yang tidak linear dan harus diperhatikan pada analisa dinamis keseluruhan struktur (*coupled dynamic analysis*) FOWT adalah sebagai berikut:

- Beban inersia dan *drag* hidrodinamis
- Hidroelastisitas
- Beban inersia dan *drag* aerodinamis dengan memperhatikan *relative velocity*
- Aeroelastisitas
- *Damping* Aerodinamis, Hidrodinamis, *wave – induced aerodynamic damping*, *wind – induced hydrodynamic damping*

- Finite elemen non – linear pada sistem tali tambat

Dengan menyelesaikan persamaan gerak menggunakan prosedur integrasi waktu, satu didapat solusi pada pola *responses time history* (t). Pada umumnya semua matrik sistem (*massa*, *damping* dan kekakuan) dapat difungsikan sebagai response atau waktu, seperti pada kasus vektor beban (analisis *non-linier*). Matrik sistem konstan memberikan analisis *linier*. Output dari analisis *time domain* adalah respons *time series* dimana:

1. Simulasi gelombang reguler dapat digunakan untuk memprediksikan *transfer function* dengan mengambil rasio respons amplitudo dengan input amplitudo gelombang.
2. Spektrum respons dapat dihitung dari time series, memberikan informasi yang sama dengan analisis *frekuensi domain*.
3. Respon ekstrim dapat diestimasi secara langsung dari puncak respons selama simulasi.

Keuntungan dari metode *time domain* dibanding metode *frequency domain* adalah semua tipe *non-linier* (matrik sistem dan beban-beban eksternal) dapat dimodelkan dengan lebih tepat. Ketidakuntungannya adalah memerlukan waktu menghitung yang lebih banyak, seperti periode simulasi memerlukan waktu panjang. Simulasi *time domain* dapat dikerjakan menurut beberapa skema integrasi. Untuk dapat mewakili kondisi sebenarnya simulasi minimal dilakukan selama 3 jam.

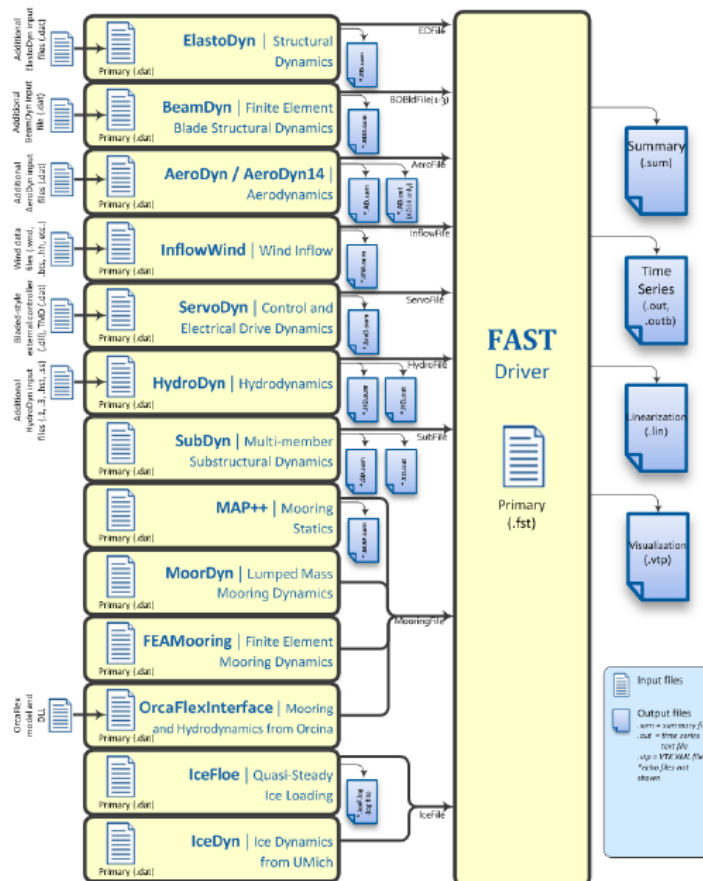
2.2.6 FAST v.8

FAST (*Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence*) Code merupakan simulator komprehensif yang dapat memprediksi beban ekstrim dan *fatigue* pada *horizontal-axis wind turbines* (HAWTs). Germanischer Lloyd WindEnergie telah melakukan evaluasi kode FAST dan menyatakan bahwa kode dapat digunakan untuk mengkalkulasi beban turbin angin untuk desain dan sertifikasi (Jonkman, 2005).

Mode analisis pada FAST merupakan penyelesaian persamaan gerak non – linear atau simulasi *time domain* yang menghasilkan respon aerodinamis dan struktur turbin angin pada kondisi *wind inflow* (aliran angin) tertentu. Output yang dikeluarkan oleh FAST merupakan data *time-series* beban aerodinamis serta

beban dan defleksi yang terjadi pada struktur turbin angin. File *output* tersebut dapat kemudian digunakan untuk memprediksi beban ekstrim dan *fatigue* dari HAWT.

Kode FAST dapat memodelkan turbin angin hingga 24 DOF. 6 DOF pertama merupakan DOF gerak translasional (*surge, sway, heave*) dan rotasional (*roll, pitch, yaw*) platform turbin angin. 4 DOF berikutnya merupakan DOF gerak *tower*; 2 DOF untuk moda translasional dan 2 DOF untuk moda lateral. 14 DOF selanjutnya merupakan DOF untuk peralatan dan bilah turbin angin (Jonkman, 2005). Gambar 2.11 merupakan diagram alir algoritma perhitungan dari software FAST.



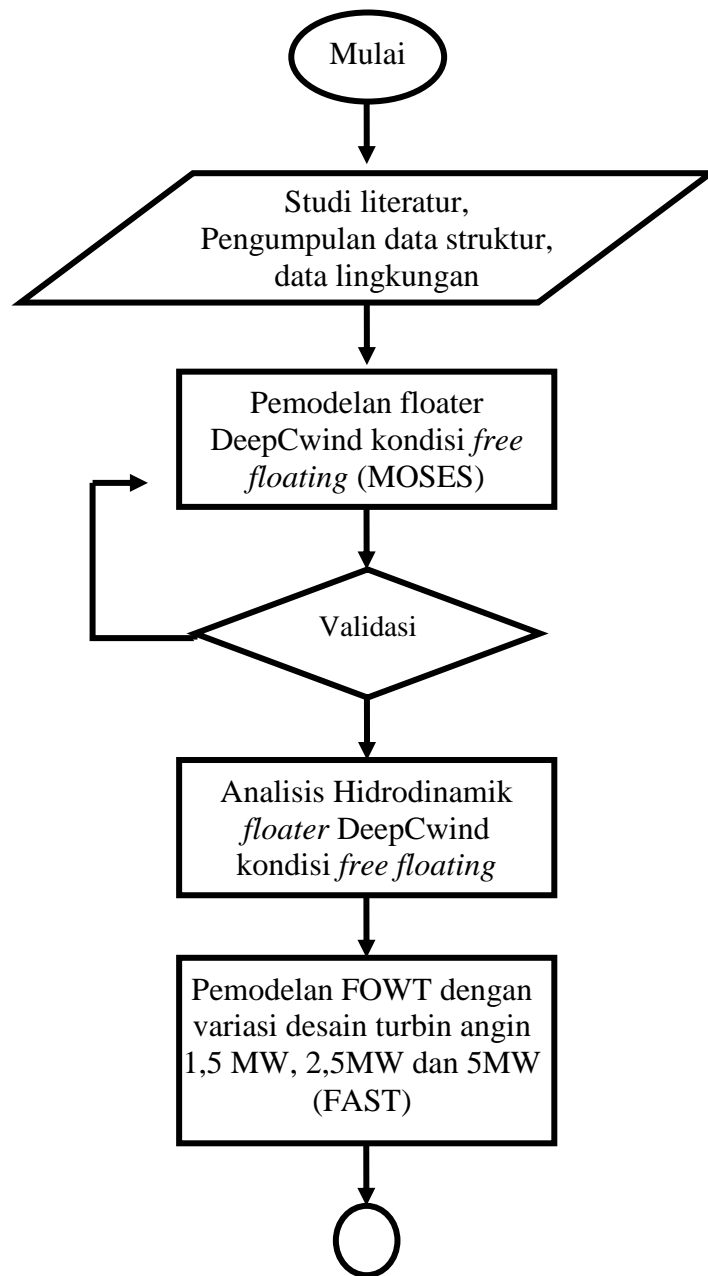
Gambar 2. 11 Diagram alir file input dan output FAST v.8 (Jonkman, 2009)

BAB III

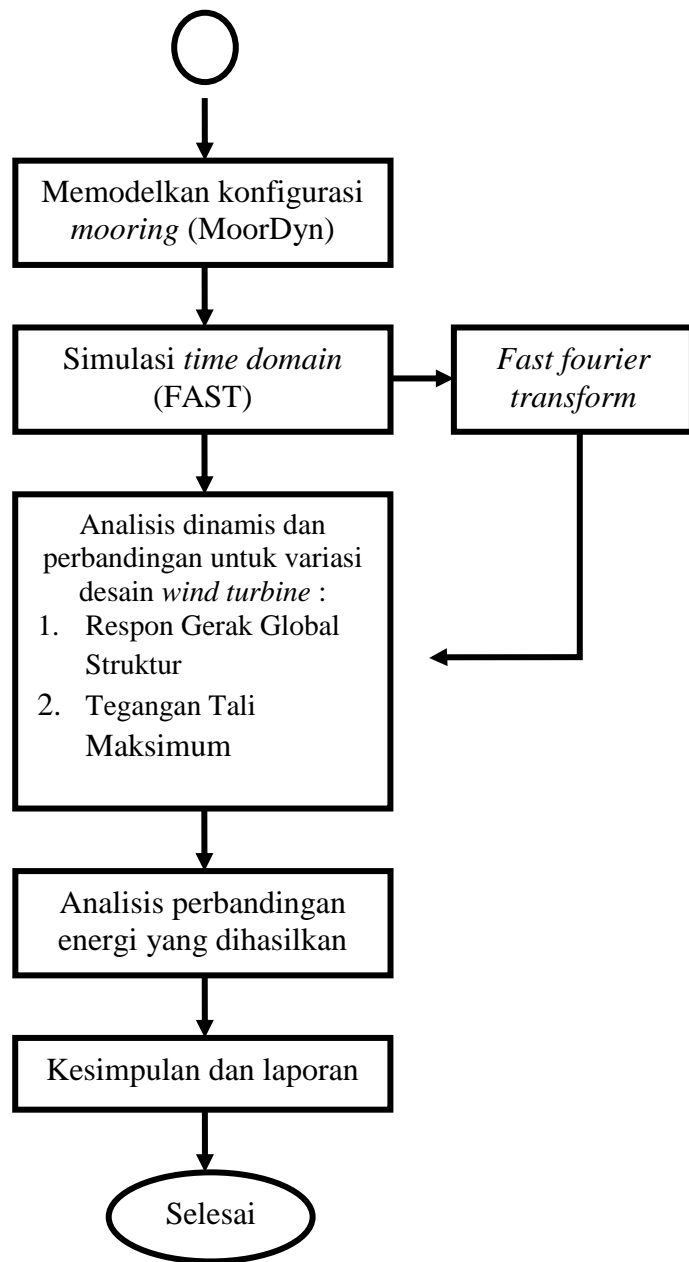
METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Alur penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:



Gambar 3. 1 Diagram Alir Metodologi Penelitian



Gambar 3. 2 Diagram Alir Metodologi Penelitian (Lanjutan)

3.2 PROSEDUR PENELITIAN

Berikut merupakan penjelasan langkah-langkah dari diagram alir yang ada dalam Metodologi Penelitian yang dilakukan.

3.2.1 *Studi Literatur dan Pengumpulan Data*

Melakukan pengumpulan referensi yang berkaitan dengan turbin angin lepas pantai baik berupa jurnal, makalah, buku, maupun catatan kuliah. Serta mengumpulkan penelitian ilmiah yang akan digunakan sebagai acuan dalam mengerjakan tugas akhir ini. Selain itu juga melakukan pengumpulan data yang menunjang dalam penelitian ini. Data yang menunjang untuk digunakan dalam penelitian ini antara lain data NREL 5MW *Baseline*, 2.5 MW *Gamesa*, 1.5 MW *Baseline DeepCWind SemiSub* dan data lingkungan Laut Natuna.

3.2.2 *Permodelan DeepCwind Kondisi Free Floating Pada MOSES*

Pemodelan struktur *floater* DeepCwind pada penelitian ini menggunakan bantuan *software* MOSES. Model ini sebenarnya digunakan untuk memvalidasi *input* struktur yang akan digunakan dalam perhitungan *software* FAST. *Input* yang harus dicek kesesuaiannya antara lain adalah koefisien massa tambah (*added mass*), koefisien redaman (*damping coefficient*) dan gaya gelombang (*wave excitation force*).

3.2.3 *Validasi Model*

Model DeepCwind yang telah dibuat disesuaikan dengan data struktur yang ada. Untuk validasi model dilakukan analisis hidrostatik menggunakan *software* MOSES dan perbandingan *added mass coefficient output* MOSES dengan *input added mass coefficient* FAST yang merupakan *output* dari WAMIT.

3.2.4 *Analisis Hidrodinamik Floater DeepCwind Kondisi Free Floating*

Setelah validasi dilakukan dan hasil validasi mendekati dengan ketentuan yang ada dan *added mass coefficient* memiliki kesamaan, maka langkah selanjutnya adalah melakukan analisis dinamis *floater* DeepCwind pada kondisi terapung bebas (*free floating*). Analisis ini menggunakan *software* MOSES. Dari

analisis ini akan didapatkan *motion RAO floater* DeepCwind pada kondisi *free floating*. Analisis ini berbasis *frequency domain*.

3.2.5 Permodelan FOWT dengan Variasi Desain Turbin pada FAST

Permodelan dilanjutkan dengan memodelkan struktur secara keseluruhan di software FAST. Untuk permodelan *floater* pada FAST dilakukan dengan memasukan perilaku hidrodinamis struktur yang terdiri dari :

- Geometri struktur
- *Displacement* struktur
- Massa Inersia struktur apung dengan radius girasinya
- *Added mass* dan *damping*
- Kekakuan hidrostatik
- Gaya gelombang (*wave excitation force*)

Setelah *input* untuk struktur *floater* dilakukan *input* untuk struktur *tower* dengan memasukan data data struktur yang terdiri dari :

- Ketinggian *tower*
- Massa *tower*
- Modulus elastisitas *tower*
- Diameter *tower* di tiap ketinggian
- Koefisien drag pada permukaan *tower*

Setelah *input* untuk struktur *tower* dilakukan *input* untuk struktur *blade* dengan memasukan data data struktur yang terdiri dari :

- *Airfoil* yang digunakan sepanjang *blade*
- Koefisien drag dan koefisien lift pada *blade*
- Panjang *blade*
- Kekakuan dan modulus elastisitas pada *blade*

3.2.6 *Pemodelan Konfigurasi Mooring*

Pada tahap ini dilakukan pemodelan sistem tambat pada struktur *floatingoffshorewindtrubin* dengan variasi desain *windturbin* yang digunakan. Sistem tambat yang digunakan adalah tipe *spreadmooring*. Jumlah tali tambat yang digunakan sebanyak 3 buah dan memiliki jarak sudut 120^0 untuk setiap tali. *Mooring* dimodelkan sesuai dengan data tali yang ada dan pre-tension yang sesuai dengan data. Pemodelan dilakukan dengan bantuan modul *MoorDyn* pada *software* FAST dengan memasukkan data data yang diperlukan.

3.2.7 *Analisis Dinamis Berbasis Time Domain*

Analisis dinamis yang dilakukan pada penelitian kali ini untuk menentukan respon gerak 6 derajat kebebasan dari struktur yang sudah tertambat dan juga tegangan tali yang terjadi pada sistem *mooring* struktur. Analisis dilakukan pada kondisi operasional atau beban lingkungan 1 tahunan dan juga untuk kondisi badai atau kondisi beban lingkungan 100 tahunan. Dari nilai tersebut akan dibandingkan bagaimana respon struktur dari tiga variasi yang dilakukan. Selain itu juga dilakukan perbandingan tension mooring pada tiga variasi tersebut. Analisis ini dilakukan dalam simulasi berbasis *timedomain*, yang berarti bahwa analisis akan menghasilkan nilai respon gerak struktur dan besaran tension yang terjadi pada mooring line dalam fungsi waktu. Menurut DNV OS E301 (2004), simulasi time domain dilakukan selama 3 jam.

3.2.8 *Analisis Energi yang Dihasilkan*

Analisis energi yang dilakukan dengan cara membandingkan *capacity factor* dari variasi struktur. *Capacity factor* didapatkan dengan cara mencari energi rata rata yang dihasilkan oleh *floating offshore wind trubin* untuk tiap kecepatan angin dan kondisi gelombang. Kemudian rata rata energi yang dihasilkan itu dikalikan dengan probabilitas kejadian kecepatan angin di perairan natuna selama satu tahun. Setelah itu didapatkan estimasi energy yang bisa dihasilkan selama satu tahun beroperasinya *wind trubin* tersebut. Setelah didapatkan estimasi energi tersebut dilanjutkan mencari *capacity factor* dengan cara membagi energi yang seharusnya dihasilkan dengan desain tersebut terhadap

estimasi energi yang dihasilkan selama setahun. Sehingga didapatkan faktor kapasitas untuk setiap desain *wind turbin* pada perairan Natuna.

3.3 Pengumpulan Data

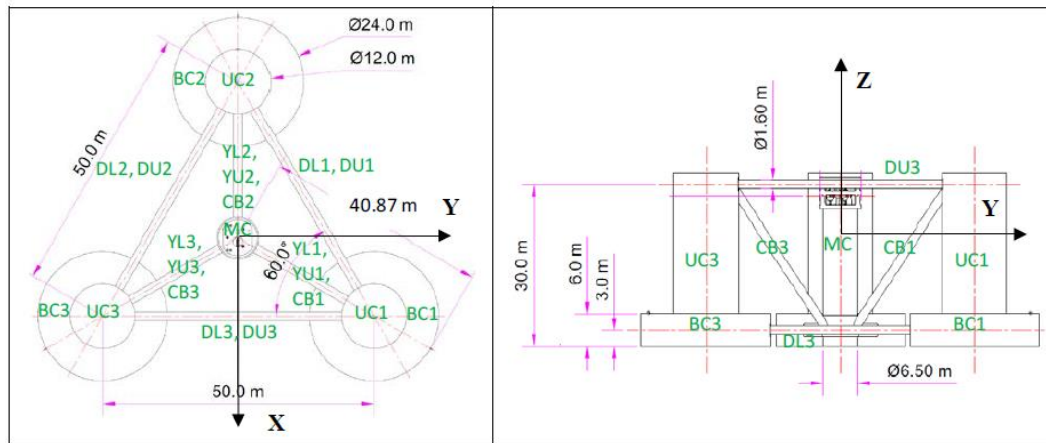
Dalam tugas akhir ini data yang digunakan adalah data struktur *floater* DeepCwind dan data *windturbine* NREL 5 MW, 2.5 MW dan 1.5 MW. Selain itu juga digunakan data lingkungan. Berikut adalah data data yang digunakan dalam penelitian ini :

3.3.1 Data Struktur

Data struktur *floater* DeepCwind yang digunakan dalam penelitian ini dapat dilihat dalam tabel berikut ini :

Tabel 3. 1 *Principal Dimension* dari Floater DeepCwind (NREL)

<i>Floating Platform Geometry</i>	
<i>Description</i>	<i>Data</i>
<i>Depth of platform base below SWL (total draft)</i>	20 m
<i>Elevation of main column (tower base) above SWL</i>	10 m
<i>Elevation of offset columns above SWL</i>	12 m
<i>Spacing between offset columns</i>	50 m
<i>Length of upper columns</i>	26 m
<i>Length of base columns</i>	6 m
<i>Depth to top of base columns below SWL</i>	14 m
<i>Diameter of main column</i>	6.5 m
<i>Diameter of offset (upper) columns</i>	12 m
<i>Diameter of base columns</i>	24 m
<i>Diameter of pontoons and cross braces</i>	1.6 m
<i>Floating Platform Structural Properties</i>	
<i>Description</i>	<i>Data</i>
<i>Platform mass, including ballast</i>	1.3473E+7 kg
<i>CM location below SWL</i>	13.46 m
<i>Platform roll inertia about CM</i>	6.827E+9 kg-m ²
<i>Platform pitch inertia about CM</i>	6.827E+9 kg-m ²
<i>Platform yaw inertia about CM</i>	1.226E+10 kg-m ²



Gambar 3. 3 Plan View dan Side View dari DeepCWind (NREL)

Data struktur desain wind trubin yang digunakan dalam penelitian kali ini dapat dilihat dalam Tabel 3.2 dan Gambar 3.4.

Tabel 3. 2 Data Struktur Wind Turbin dan Tower (NREL)

Properti	Spesifikasi		
Rated Power	5 MW	2.5 MW	1.5 MW
<i>Rotor Configuration</i>	3 Blade, 61.5m Length	3 Blade, 56m Length	3 Blade, 36.75m Length
<i>Rotor / Hub Diameter</i>	126m / 3m	114m / 3m	70m / 1.75m
<i>Hub Height</i>	90m	80m	82.39m
<i>Cut – in Speed</i>	3m / s	3m / s	3m / s
<i>Cut – out Speed</i>	25m / s	20m / s	18m / s
<i>Rated wind Speed</i>	12.1 m/s	9 m/s	8 m/s
<i>Rotor Mass</i>	110000 kg	90000 kg	80000 kg
<i>Nacelle Mass</i>	240000 kg	200000 kg	18000 kg
<i>Tower Mass</i>	347460 kg	347460 kg	347460 kg



Gambar 3. 4 Desain Floater DeepCWind dan Wind Turbine (NREL)

3.3.2 Data Sistem Tali Tambat

Sistem tali tambat yang ada digunakan untuk kedalaman 200 m. maka untuk mendefinisikan sistem tali tambat untuk kedalaman laut Natuna diperlukan penyesuaian untuk kedalaman 82 m. maka diperoleh sistem tali tambat seperti pada Tabel 3.3.

Tabel 3. 3 Data Tali Tambat DeepCwind

<i>Mooring Properties</i>		
<i>Description</i>	<i>before tuned</i>	<i>after tuned</i>
<i>Number of Mooring Lines</i>	3	3
<i>Angle Between Adjacent Lines</i>	120°	120°
<i>Depth to Anchors Below SWL</i>	200 m	82 m
<i>Depth to Fairleads Below SWL</i>	14 m	14 m
<i>Radius to Anchors from Platform Centerline</i>	837.6 m	837.6 m
<i>Radius to Fairleads from Platform Centerline</i>	40.868 m	40.868 m
<i>Unstretched Mooring Line Length</i>	835.5 m	835.5 m
<i>Mooring Line Diameter</i>	0.0766 m	0.0766 m
<i>Equivalent Mooring Line Mass Density</i>	113.35 kg/m	113.35 kg/m
<i>Equivalent Mooring Line Mass in Water</i>	108.63 kg/m	108.63 kg/m
<i>Equivalent Mooring Line Extensional Stiffness</i>	753.6 MN	753.6 MN
<i>Hydrodynamic Drag Coefficient for Mooring Lines</i>	1.1	1.1
<i>Hydrodynamic Added-Mass Coefficient for Mooring Lines</i>	1	1
<i>Seabed Drag Coefficient For Mooring Lines</i>	1	1
<i>Structural Damping of Mooring Lines</i>	2.00%	2.00%

3.3.3 Data Lingkungan

Lokasi rencana beroperasinya floating offshore wind turbine ini di perairan Natuna, lebih tepatnya di pulau Subi Utara. Perairan ini memiliki kedalaman yang bervariasi antara 70-100 m. untuk penelitian kali ini kami menggunakan kedalaman 82 meter yang merupakan rata rata kedalaman laut di kepulauan Natuna. Data lingkungan yang dipakai untuk analisis respon global struktur dan tegangan tali adalah pada kondisi operasional atau kala ulang 1 tahun dan kondisi badai atau kala ulang 100 tahun. untuk analisis energi yang dihasilkan menggunakan scatter kecepatan anging selama satu tahun pada daerah perairan Natuna. Tabel 3.4 merupakan kondisi data lingkungan yang digunakan.

Tabel 3. 4 Data Lingkungan Periode Ulang 1 Tahun dan 100 Tahun

<i>Data</i>		<i>1 - year</i>	<i>100 - year</i>
<i>Wind</i>	<i>1-Hour Mean Wind Speed (m/s)</i>	14.2	18
<i>Wave</i>	<i>Significant Wave Height (m)</i>	4	5.7
	<i>Peak Wave Period (s)</i>	9.6	10.6
<i>Current</i>	<i>Near Surface Speed (m/s)</i>	0.68	0.96
	<i>Mid – Depth Speed (m/s)</i>	0.43	0.63
	<i>Near – Bed Speed (m/s)</i>	0.31	0.39

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB IV

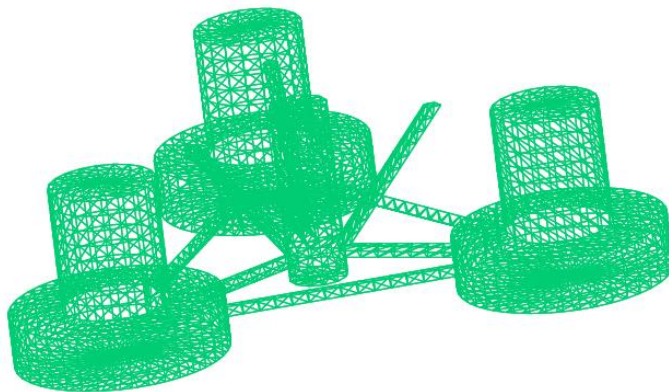
ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Pemodelan Struktur DeepCwind pada Moses

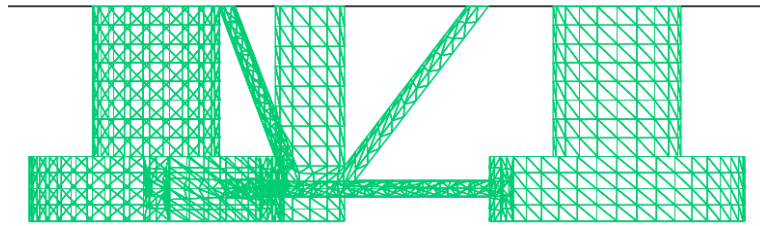
Permodelan struktur *floater DeepCwind* dalam kondisi *free floating* dalam Tugas akhir ini menggunakan bantuan *software* MOSES, dengan berdasarkan data dimensi struktur yang ada di bab III sebelumnya. Permodelan struktur sampai pada bagian draft ketika kondisi operasi yaitu 20 m.

Pada langkah selanjutnya hasil permodelan struktur akan disesuaikan dengan *output* WAMIT yang bisa menjadi *input software* FAST. Hasil perhitungan MOSES yang disesuaikan dengan *output* WAMIT dan digunakan sebagai *input* FAST antara lain adalah koefisien *AddedMass*, *Damping*, *Waveexcitationforce* dan *restoringforce*.

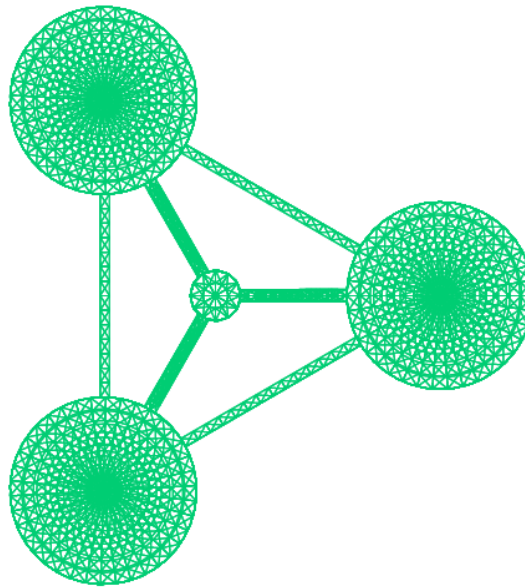
Permodelan *DeepCwind* dengan *software* MOSES menggunakan metode *paneltheory* atau biasa disebut dengan *3Ddiffraction method*. Metode ini lebih akurat bila dibandingkan dengan *striptheory* (2D). Untuk validasi menggunakan kriteria validasi model yang mengacu pada IASC 2013 dan juga perbandingan koefisien *addedmass* antara *output* MOSES dan *output* WAMIT dari model *DeepCwind* yang ada di NWTC NREL. Gambar 4.1-4.3 merupakan hasil MOSES.



Gambar 4. 1 Pemodelan Surface Model DeepCwind Pada *Software* MOSES,
Tampak Isometri



Gambar 4. 2 Pemodelan Surface Model DeepCwind Pada *Software* MOSES,
Tampak Samping



Gambar 4. 3 Pemodelan Surface Model DeepCwind Pada *Software* MOSES
Tampak Atas

Model yang sudah dibuat di *software* MOSES harus divalidasi terlebih dahulu terhadap data data hidrostatik yang ada pada data dan paper yang dikeluarkan oleh NWTC NREL. Hal ini bertujuan untuk memastikan bahwa model yang digunakan akurat sehingga layak digunakan pada analisis selanjutnya. Tabel 4.1 adalah properti hidrostatik *floater* DeepCwind hasil dari perhitungan *software* MOSES.

Tabel 4. 1 Properti Hidrostatik Floater DeepCwind

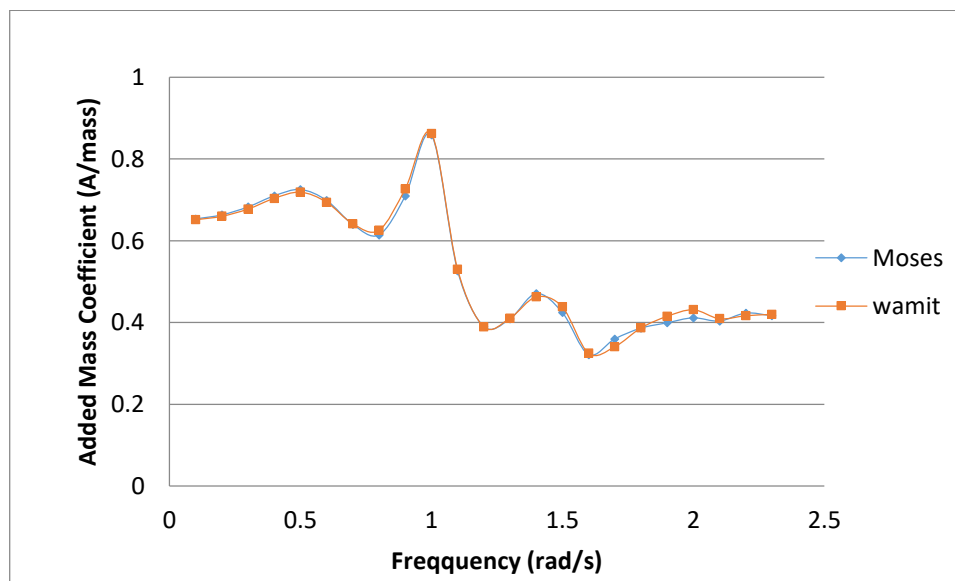
Draft (m)	Displacement (M-Tonnes)	WPA (m ²)	KMT (m)	KML (m)	LCF from CL (m)	LCB from CL (m)
10.5	10366.86	375.476	-1.88	-1.88	0	0
11	10559.21	375.469	-2.01	-2.01	0	0
11.5	10751.62	375.453	-2.13	-2.13	0	0
12	10943.96	375.441	-2.24	-2.24	0	0
12.5	11136.32	375.435	-2.33	-2.33	0	0
13	11328.68	375.419	-2.41	-2.41	0	0
13.5	11521.05	375.408	-2.48	-2.48	0	0
14	11713.38	375.402	-2.54	-2.54	0	0
14.5	11905.7	375.387	-2.59	-2.59	0	0
15	12098.05	375.376	-2.63	-2.63	0	0
15.5	12290.39	375.372	-2.66	-2.66	0	0
16	12482.68	375.356	-2.69	-2.69	0	0
16.5	12675	375.346	-2.7	-2.7	0	0
17	12867.34	375.343	-2.71	-2.71	0	0
17.5	13059.62	375.328	-2.7	-2.7	0	0
18	13251.93	375.318	-2.69	-2.69	0	0
18.5	13444.24	375.316	-2.68	-2.68	0	0
19	13636.51	375.3	-2.66	-2.66	0	0
19.5	13828.8	375.292	-2.63	-2.63	0	0
20	13828.8	375.292	-2.63	-2.63	0	0

Kriteria validasi model yang digunakan mengacu pada IASC, 2013 dengan error pada displacement bernilai maksimum sebesar 2% dan untuk parameter KG sebesar 5%. Tabel 4.2 merupakan validasi dari model MOSES yang sudah dibuat.

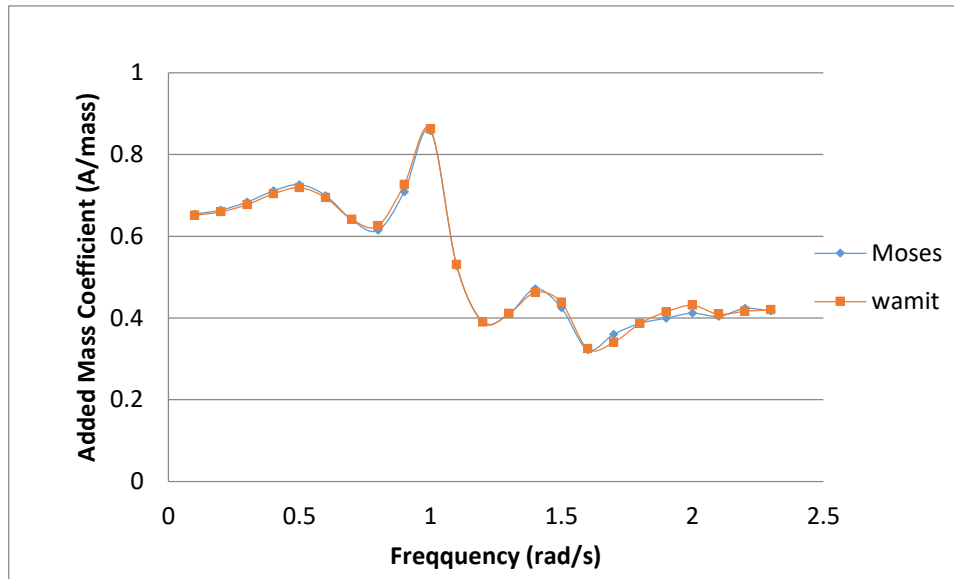
Tabel 4. 2 Kriteria Validasi Model *Floater* DeepCwind

DATA	UNIT	MOSES	DATA	KOREKSI	KONDISI
Displacement	M-Tonnes	14021.12	14170	1.05%	memenuhi
KG	M	13.46	13.16	2.28%	memenuhi

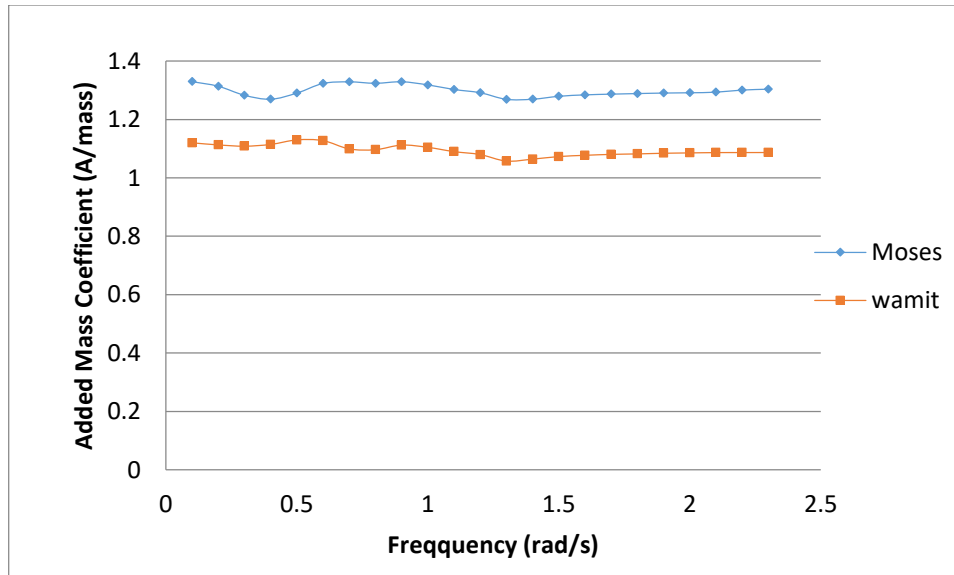
Selain itu model divalidasi dengan menggunakan perbandingan koefisien *addedmass* hasil *output* moses dengan *addedmass* hasil perhitungan WAMIT yang ada di NWTC NREL untuk model *floater* DeepCwind. *Addedmass* yang dibandingkan merupakan *addedmass* yang telah di normalisasi dengan cara membagi massa untuk mendapat nilai koefisien yang sesuai. Gambar 4.2-4.7 merupakan hasil perbandingan *addedmass* MOSES dan WAMIT pada model DeepCwind untuk 6 derajat kebebasan di tiap frekuensi gelombang.



Gambar 4. 4 Perbandingan *addedmass* MOSES dan WAMIT untuk gerakan *surge*



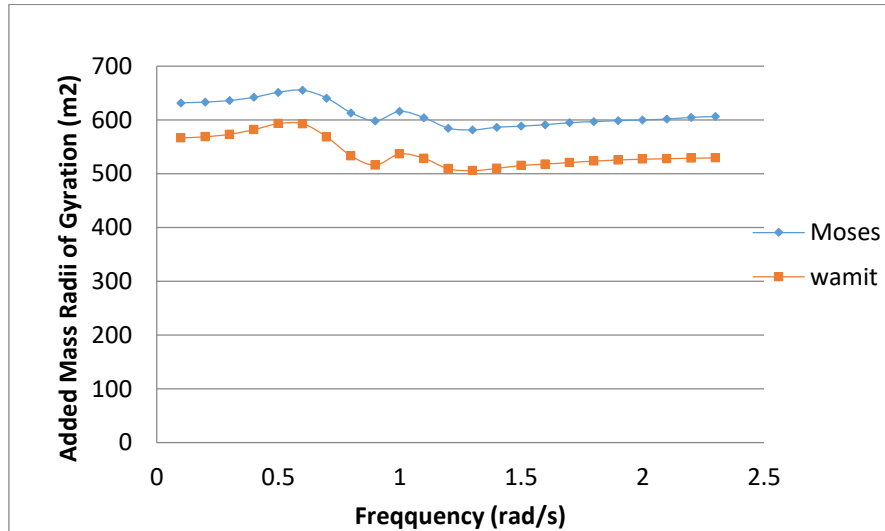
Gambar 4. 5 Perbandingan *addedmass* MOSES dan WAMIT untuk gerakan *sway*



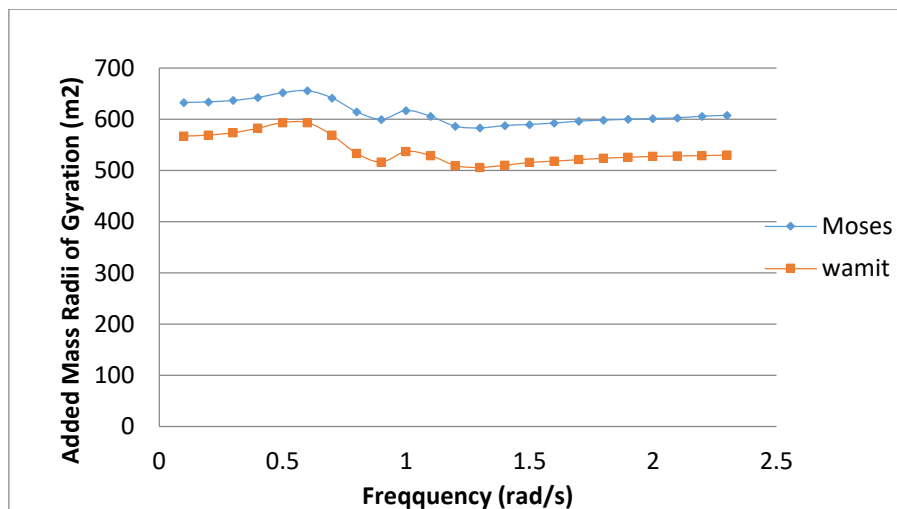
Gambar 4. 6 Perbandingan *addedmass* MOSES dan WAMIT untuk gerakan *heave*

Dari plot perbandingan koefisien *addedmass* WAMIT dan MOSES diatas dapat diketahui bahwa *addedmass* yang dihasilkan keduanya relative sama. Hanya ada sedikit perbedaan di mode gerakan *heave*. Pada mode gerakan *heave* terjadi perbedaan yang paling besar pada frekuensi 0.7 rad/s dengan perbedaan 0.23 lebih tinggi output MOSES. Hasil ini sesuai dengan paper perbandingan MOSES dan WAMIT yang di keluarkan oleh McDermot yang juga menunjukan *outputaddedmass* MOSES pada gerakan *heave* lebih besar daripada *outputaddedmass* WAMIT.

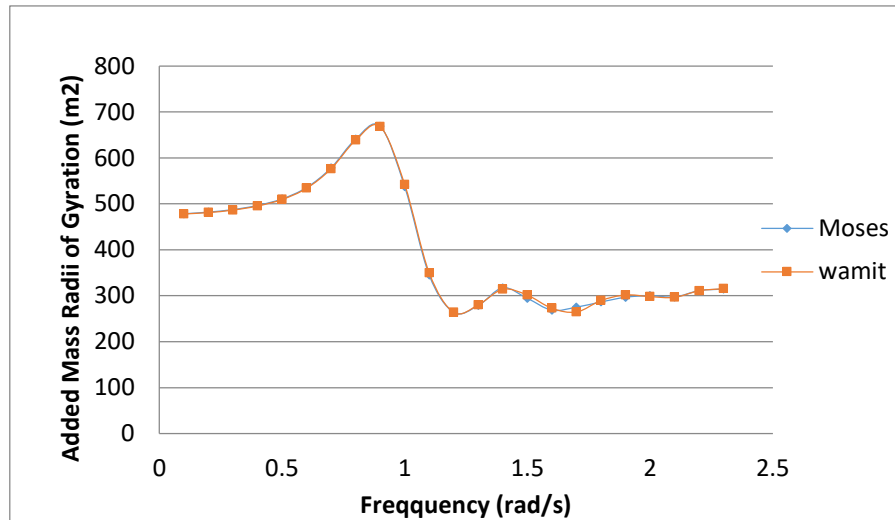
Untuk gerakan rotasional perbandingan yang dilakukan adalah dengan membandingkan pertambahan jari jari girasi kuadrat pada *output* MOSES maupun WAMIT. Sehingga didapatkan perbandingan seperti berikut ini



Gambar 4. 7 Perbandingan *addedradiiofgyration* MOSES dan WAMIT untuk gerakan *Roll*



Gambar 4. 8 Perbandingan *added radii of gyration* MOSES dan WAMIT untuk gerakan *Pitch*



Gambar 4. 9 Perbandingan *added radii of gyration* MOSES dan WAMIT untuk gerakan Yaw

Dari Gambar 4.4-4.9 dapat dilihat bahwa ada perbedaan pada *added radii of gyration* digerakan Roll dan Pitch. Output moses lebih besar dari output WAMIT pada dua gerakan tersebut. Hal ini juga sama dengan hasil penelitian yang dilakukan oleh McDermot tentang perbandingan MOSES dan WAMIT untuk beberapa jenis struktur. Perbedaan ini disebabkan karena perhitungan yang dilakukan MOSES meninjau efek *couple* antara gerakan *heave-roll* dan *heavepitch*.

Perbedaan frekuensi akan mengakibatkan perbedaan massa tambah yang terjadi pada struktur. Hal ini ditunjukkan dengan beberapa penelitian yang telah dipublikasikan.

Hasil penelitian yang telah dilakukan oleh Callisal dan Sabuncu (1989) pada silinder vertikal tunggal yang bergerak heaving dengan rentang frekuensi 0,5 ~ 2,5 Hz, menghasilkan rentang besaran koefisien added mass berkisar 0,3 ~ 0,6. Pada model silinder vertikal gabungan berbentuk silang yang bergerak heaving dengan rentang frekuensi 0,25 ~ 2,5 Hz, rentang besaran koefisien added mass yang diperoleh berkisar 0,01~0,25 (Mikkelsen and Callisal, 1993).

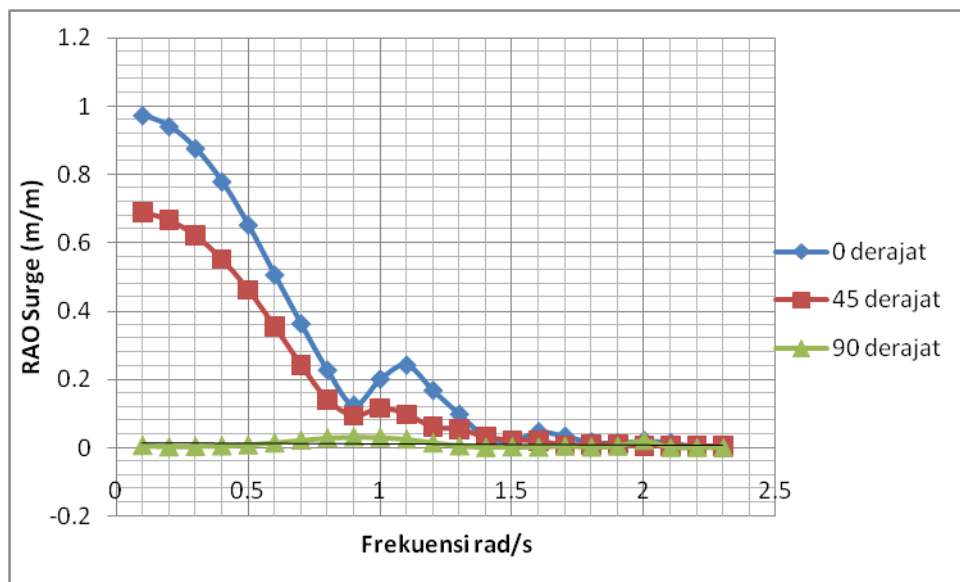
Selanjutnya penelitian model silinder vertikal berbentuk T yang bergerak heaving dengan rentang periode 0,5 ~ 1,3 detik, rentang besaran koefisien added mass yang diperoleh berkisar 0,27 ~ 1,38 (Murtedjo, 1997).

Dengan meninjau standar validasi IASC 2013 dan perbandingan *addedmass* antara model MOSES dan *output* WAMIT yang ada di NWTC NREL dapat disimpulkan bahwa model bisa digunakan untuk analisis lebih lanjut.

4.2 Analisis Karakteristik Gerakan Struktur *Floater* DeepCwind pada Gelombang Reguler

Karakteristik gerakan yang ditinjau pada bagian ini adalah gerakan struktur *floater* DeepCwind pada kondisi *freefloating*. Karakteristik gerakan yang dihasilkan berupa *ResponseAmplitudeOperator* (RAO). RAO yang ditampilkan berdasarkan gerakan 6 derajat kebebasan *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* dan *yaw*. Grafik yang ditampilkan menggunakan frekuensi (rad/s) untuk absis sumbu x dan sumbu y merupakan besaran amplitude RAO (m/m untuk gerakan translasional dan deg/m, untuk gerakan rotasional) grafik yan ditampilkan menunjukan respon struktur terhadap tiap arah pembebananya, dalam tugas akhir ini arah pembebanan yang digunakan 0^0 , 45^0 , 90^0 . Berikut adalah hasil analisis perilaku *floater* DeepCwind pada gelombang reguler untuk kondisi terapung bebas.

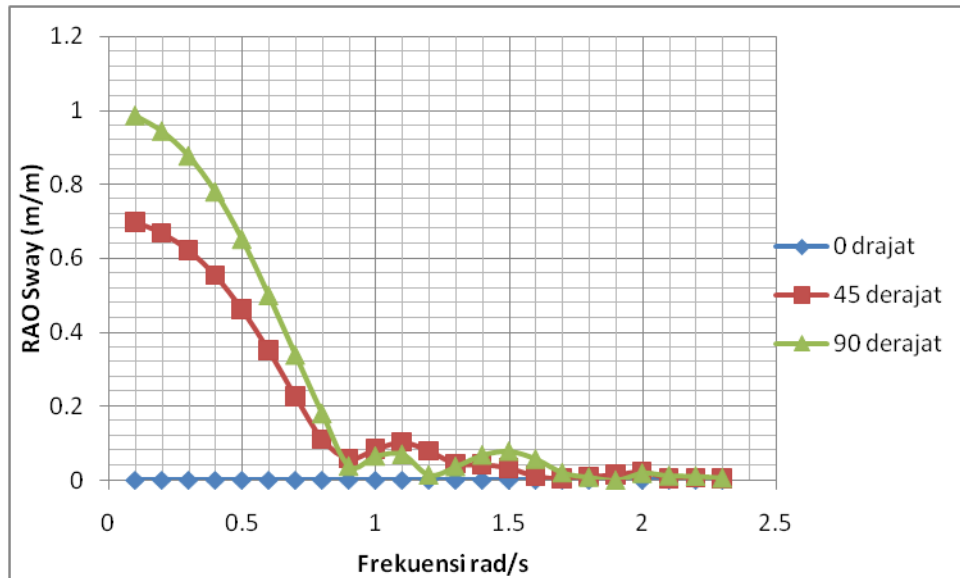
4.2.1 Analisis RAO *Floater* DeepCwind Kondisi Free Floating



Gambar 4. 10 RAO gerakan *surge floater* DeepCwind kondisi *free floating*

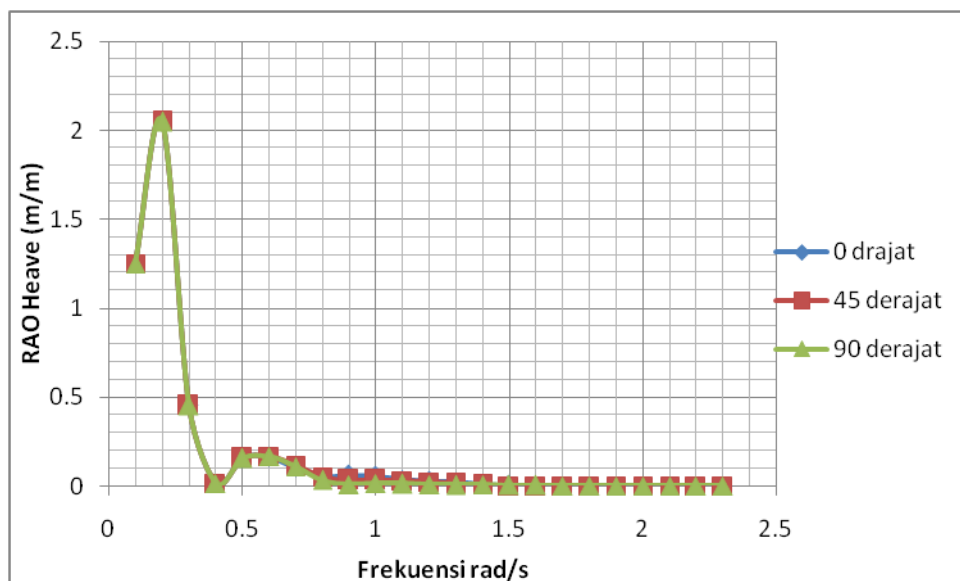
Gerakan *surge* merupakan pola gerakan transversal pada arah sumbu x. seperti yang tertera pada Gambar 4.10 karakteristik gerakan yang dominan untuk mempengaruhi gerakan *surge* adalah gelombang dengan arah pembebanan 0^0

dengan RAO tertinggi 0.974 m/m yang terjadi pada frekuensi 0.1 rad/s. sedangkan gelombang dengan arah datang 90^0 memberikan efek yang sangat kecil terhadap gerakan surge dengan RAO tertinggi 0.033 m/m pada frekuensi 0.9 rad/s.



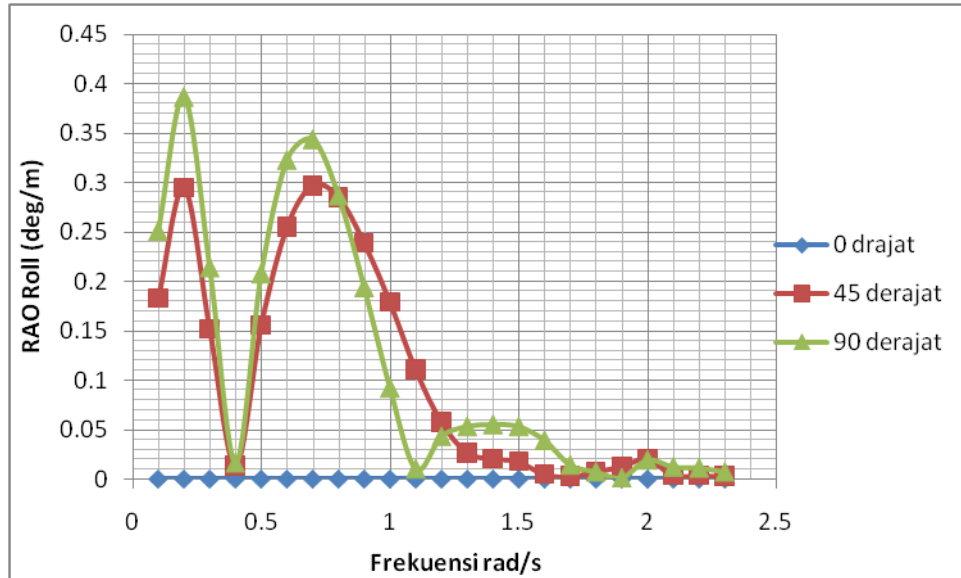
Gambar 4. 11 RAO gerakan *Swayfloater* DeepCwind kondisi *freefloating*

Gerakan *sway* secara teoritis tidak akan dipengaruhi oleh gelombang dengan arah datang 0^0 . Pada gambar 4.11 terlihat bahwa gelombang dengan arah datang 0^0 memiliki kurva yang menempel dengan sumbu x. RAO *sway* tertinggi terjadi pada gelombang dengan arah datang 90^0 yang memiliki nilai RAO 0.697 m/m pada frekuensi 0.1 rad/s.



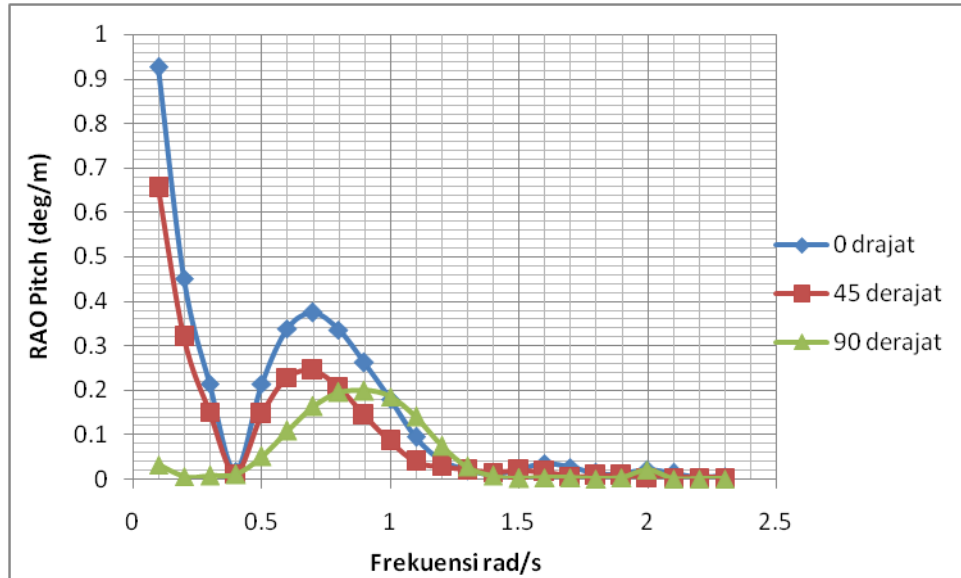
Gambar 4. 12 RAO gerakan *heavefloater* DeepCwind kondisi *freefloating*

Gerakan *heave* merupakan pola gerakan transversal pada arah sumbu z. Gambar 4.12 menunjukkan pada frekuensi rendah nilai RAO berada disekitar 1 m/m kemudian naik sampai mencapai puncak dan turun sampai mendekati 0. RAO gerakan *heave* dengan puncak yang tajam mempunyai nilai RAO 2.047 m/m pada frekuensi 0.2 rad/s.



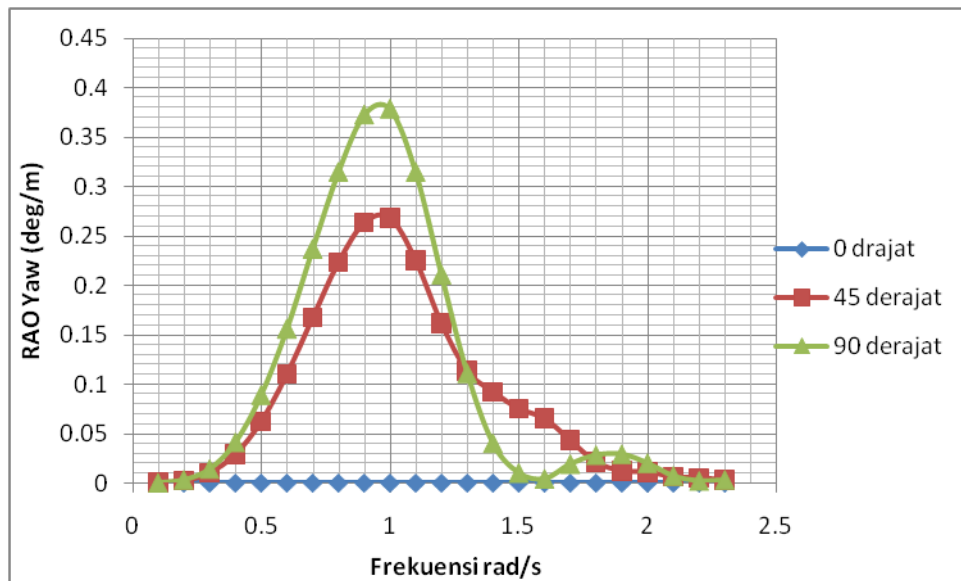
Gambar 4. 13 RAO gerakan *roll floater* DeepCwind kondisi *freefloating*

Gambar 4.13 menunjukkan bahwa perilaku gerakan *roll* didominasi oleh gelombang dengan arah datang 90^0 . Pada daerah frekuensi rendah terlihat bahwa perilaku gerakan *roll* kecil, kemudian naik secara tajam pada daerah yang beresonansi dan turun tajam pada frekuensi 0.5 rad/s dan naik lagi sampai puncak selanjutnya dan akhirnya turun sampai mendekati nol. RAO terbesar terjadi pada frekuensi 0.2 rad/s dengan nilai 0.387 deg/m.



Gambar 4. 14 RAO gerakan *pitch floater* DeepCwind kondisi *free floating*

Dari gambar 4.14 dapat dilihat bahwa karakteristik gerakan *pitch* didominasi oleh gelombang dengan arah 0^0 dan diikuti oleh gelombang dengan arah datan 45^0 . RAO terbesar berasal dari gelombang dengan arah datang 0^0 dengan nilai sebesar 0.926 deg/m pada frekuensi 0.1 rad/s.



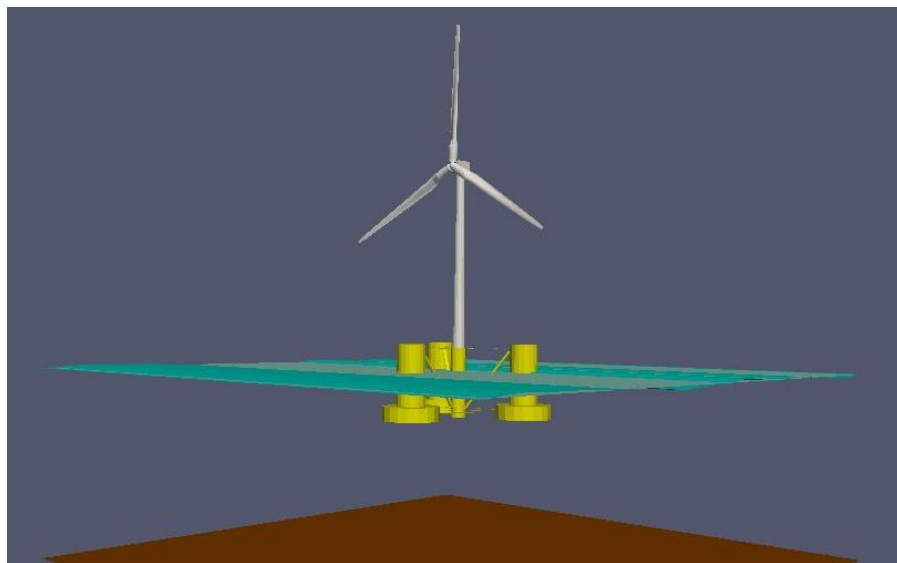
Gambar 4. 151 RAO gerakan *yaw floater* DeepCwind kondisi *free floating*

Gambar 4.15 menunjukkan karakteristi gerakan *yaw* untuk struktur *floater* DeepCwind ini mengalami kenaikan ketikan mendapat gelombang dengan arah datang 90^0 . RAO tertinggi yang terjadi untuk gerakan *yaw* terdapat pada

gelombang dengan arah datang 90° dan frekuensi 1 rad/s dengan nilai 0.379 deg/m.

4.3 Permodelan FOWT dengan Variasi Desain Turbin pada FAST

Permodelan FOWT pada *software* FAST dilakukan dengan memasukan perilaku hidrodinamis dari struktur dan juga memasukan data data tower serta data *blade* yang akan dilakukan simulasi. Dalam penelitian ini dilakukan variasi untuk desain turbin yaitu 5 MW, 2.5 MW dan 1.5 MW. Input pada *software* FAST dibagi berdasarkan modul yang akan dilakukan analisis. Modul modul tersebut antara lain *HydroDyn*, *AeroDyn*, *ServoDyn* dan *ElastoDyn*. Semua modul tersebut memiliki inputan tersendiri sesuai dengan fungsinya dan akan di gabungkan di modul FAST. Sehingga di dapatkan respon couple struktur akibat gaya angin, gelombang, arus, putaran rotor dan gerakan struktur. Gambar 4.16 merupakan hasil permodelan struktur secara utuh pada *software* FAST.



Gambar 4. 16 Hasil Permodelan FAST

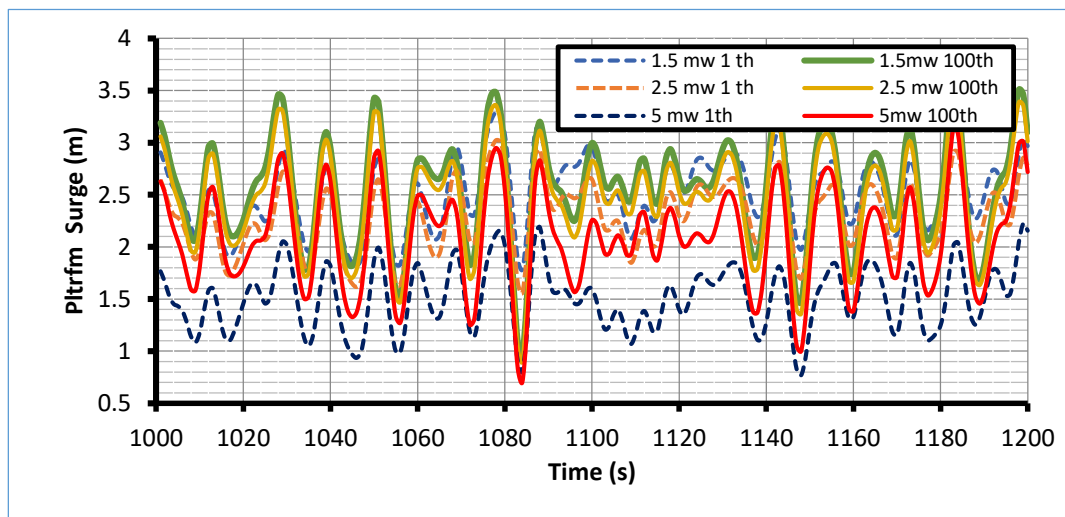
4.4 Analisis Respon Gerakan Struktur Berbasis Time Domain

Analisis ini bertujuan mengetahui karakteristik respons FOWT tipe Semis-Sub untuk setiap variasi desain *wind turbin* pada kondisi riil yakni saat beroperasi pada gelombangacak. Secara konsep, sederhananya dengan mengalikan kuadrat dari RAO tiapgerakan dengan spektrum gelombang. Namun dalam perhitungan *software* FAST diperhatikan pula gaya-gaya *non-linier*, sehingga harus dilakukan

analisis gerakan setiap satuan waktu. Yang akan didapatkan keluaran besar gerakan setiap detik yang terjadi pada struktur dengan kondisi lingkungan yang digunakan. Untuk mendapatkan spektrum respons gerakannya tiap struktur harus dilakukan transformasi *fourier* pada keluaran gerakan tiap satuan waktu. Transformasi *fourier* ini bertujuan untuk mengubah data *Time-series* menjadi *frequency-series*. Jenis spektrum yang digunakan adalah JONSWAP karena memiliki kriteria yang cocok pada perairan Indonesia yang tertutup karena pulau-pulau sekitarnya.

4.4.1 Time Series dan RMS Gerakan

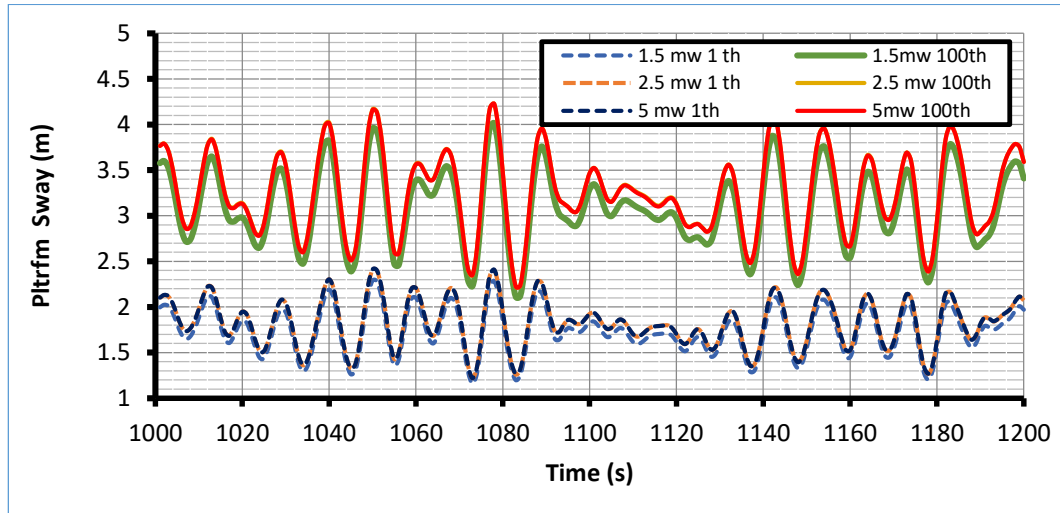
Tiap variasi struktur yang dilakukan akan mengeluarkan data gerakan struktur tiap satuan waktu. Data yang diperoleh berdasarkan kondisi operasi struktur dengan kondisi lingkungan yang telah dimasukkan. Data yang ada di cari *Root Mean Square*nya dan dilakukan perbandingan untuk setiap struktur. RMS ini merupakan harga dasar dari analisis spektral atau akar M0. dengan mengetahui akar M0 bisa dilakukan perhitungan untuk mencari amplitud respon signifikan dan respon signifikan yang terjadi pada struktur untuk 6 arah kebebasan.



Gambar 4. 17 Grafik Potongan *Time Series Surge* Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 0^0

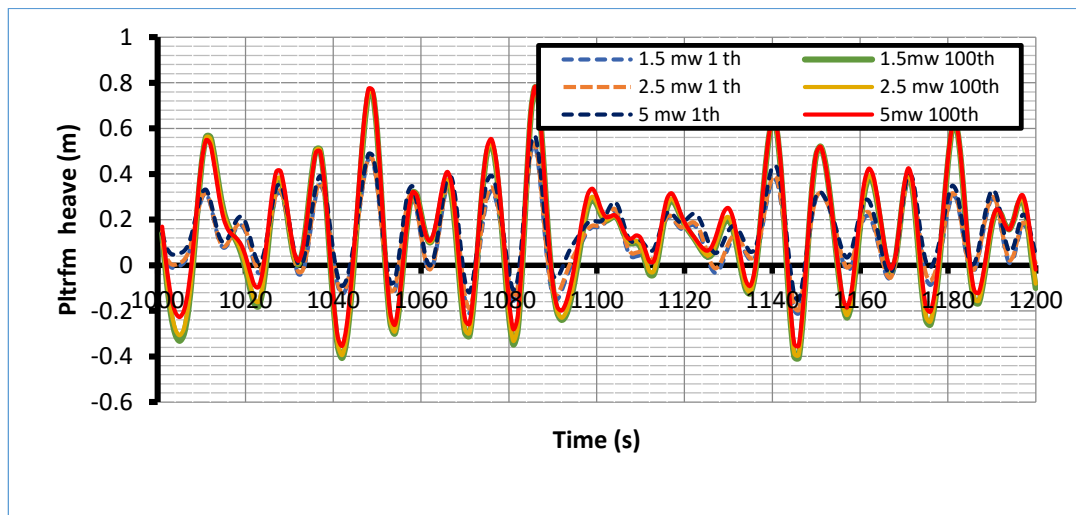
Secara umum Gambar 4.15 menunjukkan 6 fluktuasi gerakan *surge* untuk arah pembebanan 0^0 dengan perbedaan kurun waktu tahunan, tinggi gelombang signifikan dan desain *wind turbin* dalam *time-series*. Dari data *time series* tersebut didapatkan harga RMS tiap variasi dan tiap kondisi lingkungan. Untuk *wind*

turbin 1,5 MW, 2,5MW dan 5 MW untuk kondisi lingkungan 1 tahunan memiliki RMS *Surge* sebesar 2,5 m, 2,27m dan 1,57 m. sedangkan untuk kondisi 100 tahunan memiliki RMS *Surge* 2,55 m, 2,44 m dan 2,12 m.



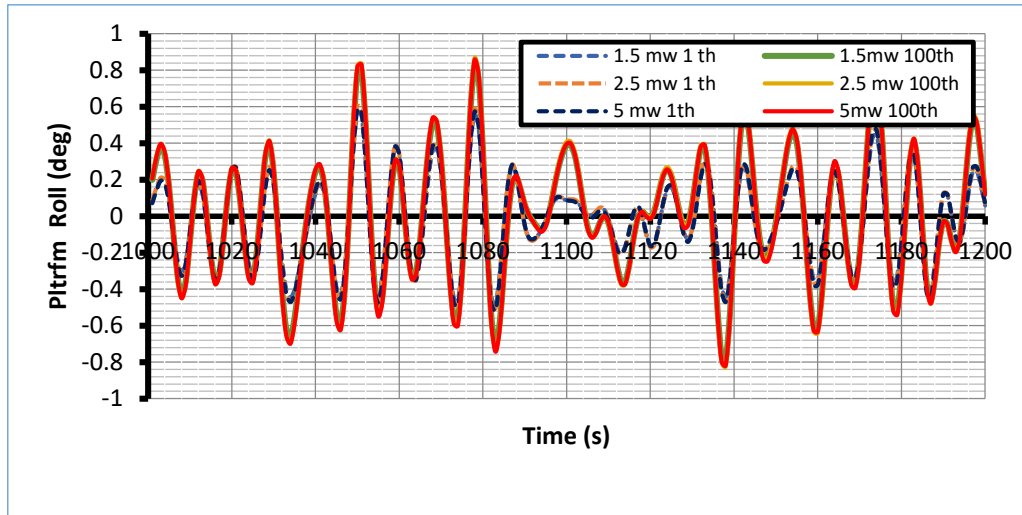
Gambar 4. 18 Grafik Potongan *Time Series Sway* Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 90

Dari Gambar 4.18 yang merupakan potongan data time series didapatkan harga RMS tiap variasi dan tiap kondisi lingkungan. Untuk wind turbin 1,5 MW, 2,5MW dan 5 MW untuk kondisi lingkungan 1 tahunan memiliki RMS *Sway* sebesar 3,04 m, 2,76 m dan 1,9 m. sedangkan untuk kondisi 100 tahunan memiliki RMS *Sway* 5,44 m, 4,92 m dan 3,34 m.



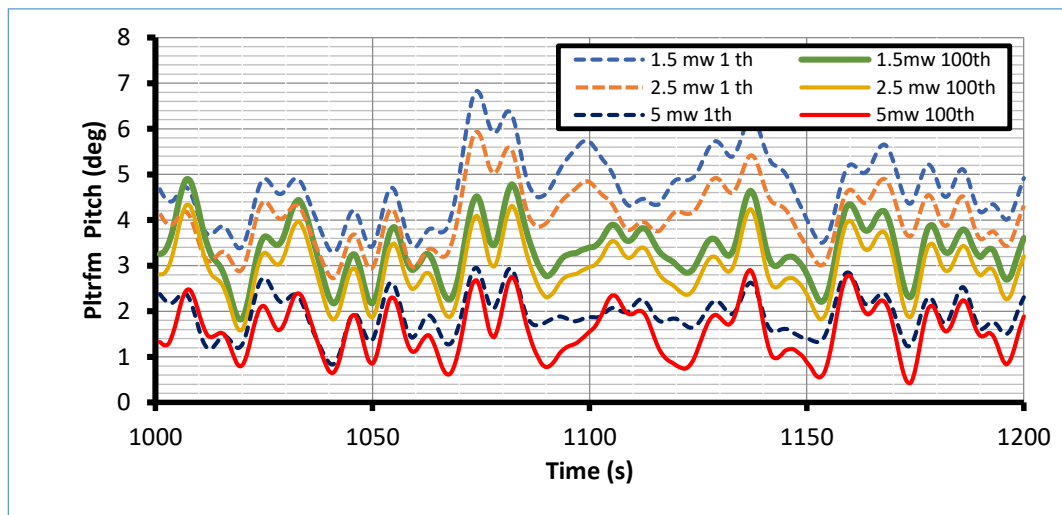
Gambar 4. 19 Grafik Potongan *Time Series Heave* Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 0

Gambar 4.19 yang merupakan potongan data time series didapatkan harga RMS tiap variasi dan tiap kondisi lingkungan. Untuk *wind turbin* 1,5 MW, 2,5MW dan 5 MW untuk kondisi lingkungan 1 tahunan memiliki RMS *Heave* sebesar 0,22 m, 0,23 m dan 0,24 m. sedangkan untuk kondisi 100 tahunan memiliki RMS *Heave* 0,36 m, 0,37 m dan 0,37 m.



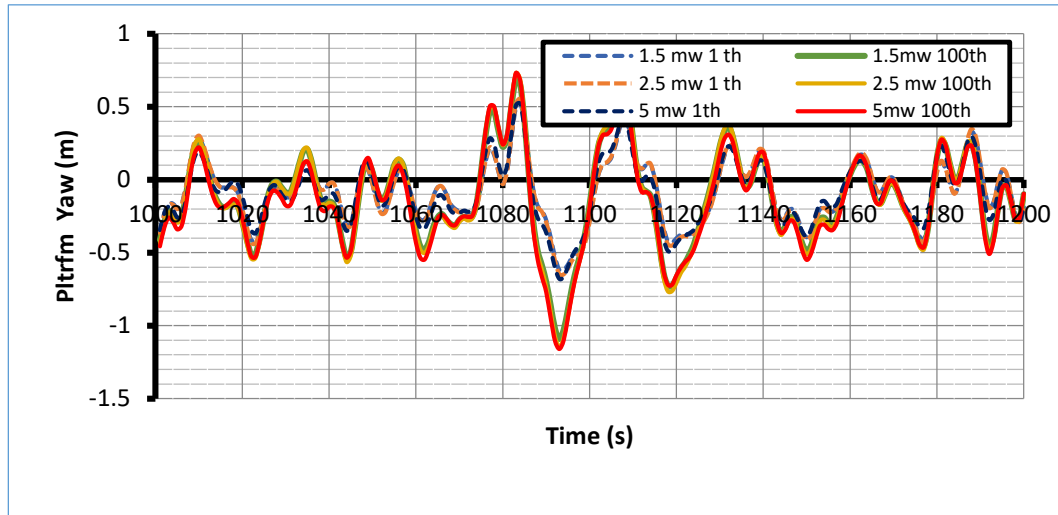
Gambar 4. 20 Grafik Potongan *Time Series Roll* Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 90

Gambar 4.20 yang merupakan potongan data time series didapatkan harga RMS tiap variasi dan tiap kondisi lingkungan. Untuk *wind turbin* 1,5 MW, 2,5MW dan 5 MW untuk kondisi lingkungan 1 tahunan memiliki RMS *Roll* sebesar 0,62deg, 0,55 deg dan 0,36 deg. sedangkan untuk kondisi 100 tahunan memiliki RMS *Roll* 0,8deg, 0,71 deg dan 0,45 deg.



Gambar 4. 21 Grafik Potongan *Time Series Pitch* Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 0

Gambar 4.21 yang merupakan potongan data time series didapatkan harga RMS tiap variasi dan tiap kondisi lingkungan. Untuk wind turbin 1,5 MW, 2,5MW dan 5 MW untuk kondisi lingkungan 1 tahunan memiliki RMS *Pitch* sebesar, 4,53 deg, 4,02 deg dan 2,06 deg. sedangkan untuk kondisi 100 tahunan memiliki RMS *pitch* 5,46 deg, 4,61 deg dan 2,48 deg.



Gambar 4. 22 Grafik Potongan *Time Series Yaw* Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 90

Gambar 4.22 yang merupakan potongan data time series didapatkan harga RMS tiap variasi dan tiap kondisi lingkungan. Untuk *wind turbin* 1,5 MW, 2,5MW dan 5 MW untuk kondisi lingkungan 1 tahunan memiliki RMS *Yaw* sebesar 0,68deg, 0,58deg dan 0,3deg. sedangkan untuk kondisi 100 tahunan memiliki RMS *Yaw* 1,02 deg, 0,87 deg dan 0,4 deg.

Tabel 4.3-4.5 merupakan tabulasi perhitungan RMS untuk 6 derajat kebebasan pada kondisi operasional atau 1 tahunan dan kondisi 100 tahunan dengan arah pembebanan 0^0 , 45^0 , 90^0 untuk semua desain *wind turbine*.

Tabel 4. 3 RMS Respon Global Desain Turbin 1,5 MW

Motion	Lingkungan					
	1 tahunan			100 tahunan		
	0	45	90	0	45	90
Surge(m)	2.50	2.56	0.62	2.55	2.93	0.41
Sway(m)	0.13	1.86	3.04	0.18	3.36	5.44
Heave(m)	0.22	0.19	0.23	0.36	0.32	0.32
Roll(deg)	0.51	0.59	0.62	0.45	0.70	0.80
Pitch(deg)	4.53	5.63	0.74	5.46	3.49	1.42
Yaw(deg)	0.45	1.21	0.68	0.46	1.70	1.02

Tabel 4. 4 RMS Respon Global Desain Turbin 2,5 MW

Motion	Lingkungan					
	1 tahunan			100 tahunan		
	0	45	90	0	45	90
Surge(m)	2.27	2.31	0.61	2.44	2.73	0.36
Sway(m)	0.13	1.85	2.76	0.18	3.34	4.92
Heave(m)	0.23	0.20	0.23	0.37	0.32	0.33
Roll(deg)	0.46	0.52	0.55	0.44	0.62	0.71
Pitch(deg)	4.02	4.74	0.62	4.62	3.06	1.16
Yaw(deg)	0.48	1.05	0.58	0.48	1.42	0.87

Tabel 4. 5 RMS Respon Global Desain Turbin 5 MW

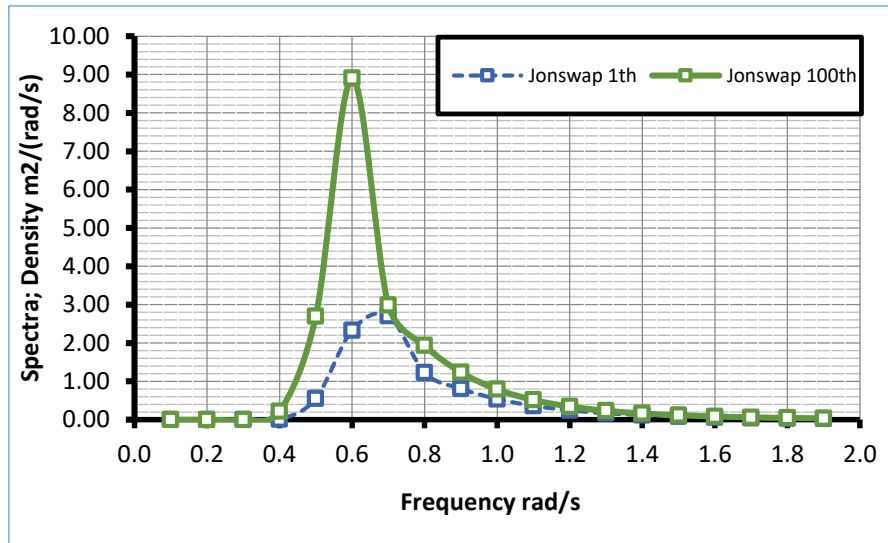
Motion	Lingkungan					
	1 tahunan			100 tahunan		
	0	45	90	0	45	90
Surge(m)	1.57	1.55	0.59	2.12	2.13	0.22
Sway(m)	0.12	1.79	1.90	0.16	3.28	3.34
Heave(m)	0.24	0.23	0.25	0.37	0.34	0.35
Roll(deg)	0.30	0.31	0.36	0.43	0.39	0.45
Pitch(deg)	2.48	2.02	0.26	2.06	1.75	0.38
Yaw(deg)	0.55	0.57	0.30	0.54	0.57	0.40

Dari Gambar 4.17-4.22 dan Tabel 4.3-4.5 dapat diketahui bahwa untuk gerakan yang paling dipengaruhi oleh perbedaan diameter rotor adalah gerakan *pitch*. Untuk gerakan *surge* juga terlihat perbedaan akan tetapi tidak terlalu signifikan. Sementara untuk gerakan lain seperti *sway*, *heave*, *roll*, *yaw* relatif sama.

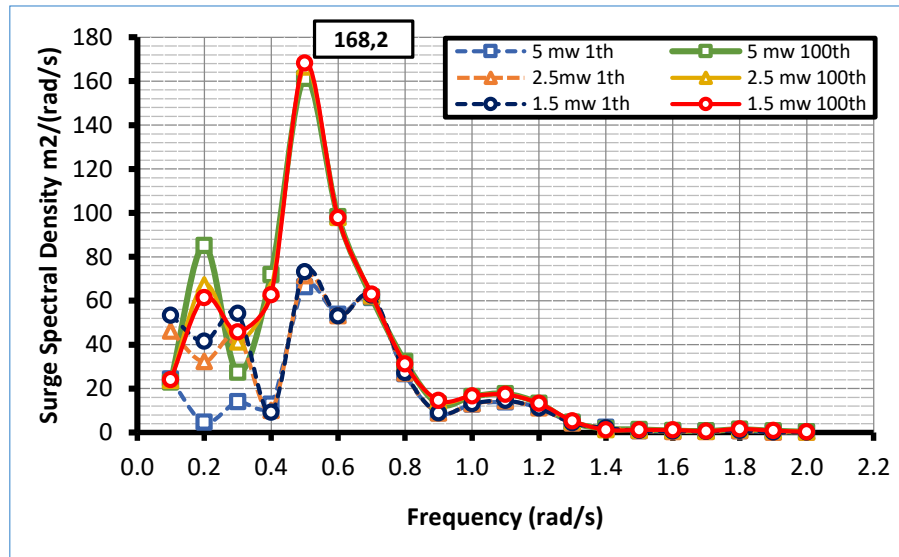
Perbedaan pada gerakan *pitch* disebabkan oleh arah datang angin yang searah dengan arah menghadapnya baling-baling turbin. Sehingga perbedaan diameter baling baling yang ada cukup mempengaruhi gerakan *pitch*. Semakin kecil diameter akan semakin besar gerakan *pitch* yang terjadi. Hal ini dikarenakan diameter yang kecil akan memiliki massa yang lebih ringan daripada diameter baling baling yang besar, sehingga dengan gaya angin yang sama cenderung lebih mudah bergerak baling baling dengan diameter yang kecil. Sementara untuk gerakan *yaw*, dan *roll* perbedaannya tidak terlalu signifikan karena arah datangnya beban lingkungan tidak searah dengan arah menghadapnya baling baling turbin angin. Untuk gerakan translasional pengaruh diameter turbin tidak terlalu besar, hanya di gerakan *surge* yang terjadi perbedaan karena pengaruh gerakan *pitch*.

4.4.2 *Spektra Respon Struktur*

Untuk mengetahui karakter respons gerakan global struktur secara utuh respon harus ditampilkan berdasarkan frekuensi respon gerakan yang terjadi. Analisis yang dilakukan oleh *software* FAST adalah analisis *Time-Domain*. Oleh karena itu keluaran yang dihasilkan berbasis waktu. Untuk mengubah data berbasis waktu menjadi data berbasis frekuensi dilakukan *Fast Fourier Transform*. Sehingga dapat diketahui perbedaan respon secara utuh untuk tiap variasi beban lingkungan dan variasi struktur di semua arah pembebanan yang dilakukan. Gambar 4.27 merupakan grafik spectra lingkungan diperairan Natuna.



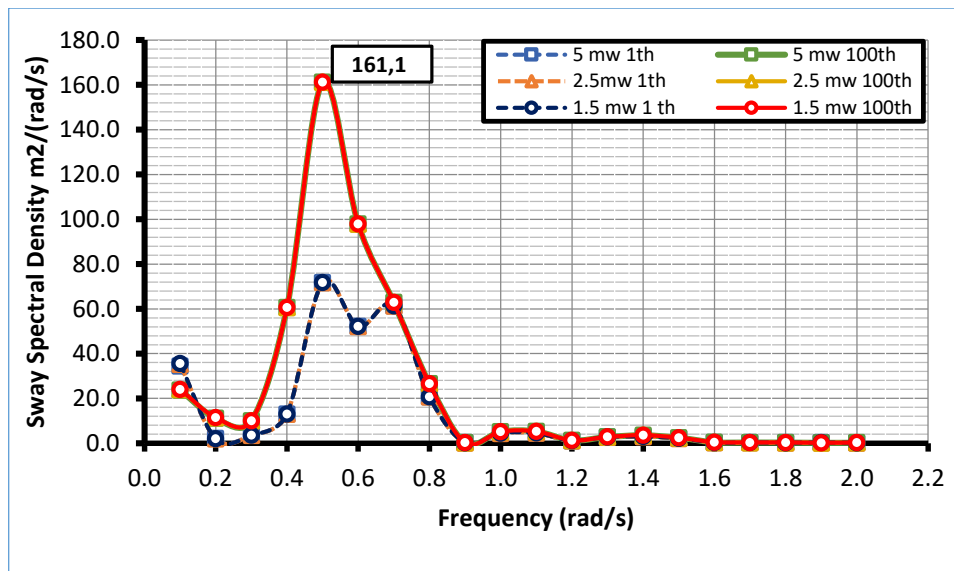
Gambar 4. 23 Grafik Spektra Jonswap Gelombang Kondisi 1 Tahunan dan 100 Tahunan



Gambar 4. 24 Grafik Spektra *Surge* Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 0

Gambar 4.24 menunjukkan analisis gerakan *Surge* pada arah pembebanan 0^0 yang merupakan arah yang memberikan efek gerakan paling signifikan untuk gerakan *Surge*. Dalam grafik diatas dapat dilihat bahwa untuk gerakan *Surge* untuk tiap variasi desain turbin angin tidak terlalu besar pengaruhnya terhadap respon gerak. Hanya saja untuk turbin angin kapasitas 1.5 MW memiliki puncak respon yang lebih besar dari variasi lainnya. Sementara untuk perbedaan kondisi pembebanan lingkungan cukup memberi pengaruh yang signifikan terhadap puncak respon gerakan. Dimana kondisi lingkungan dengan kala ulang 100 tahun

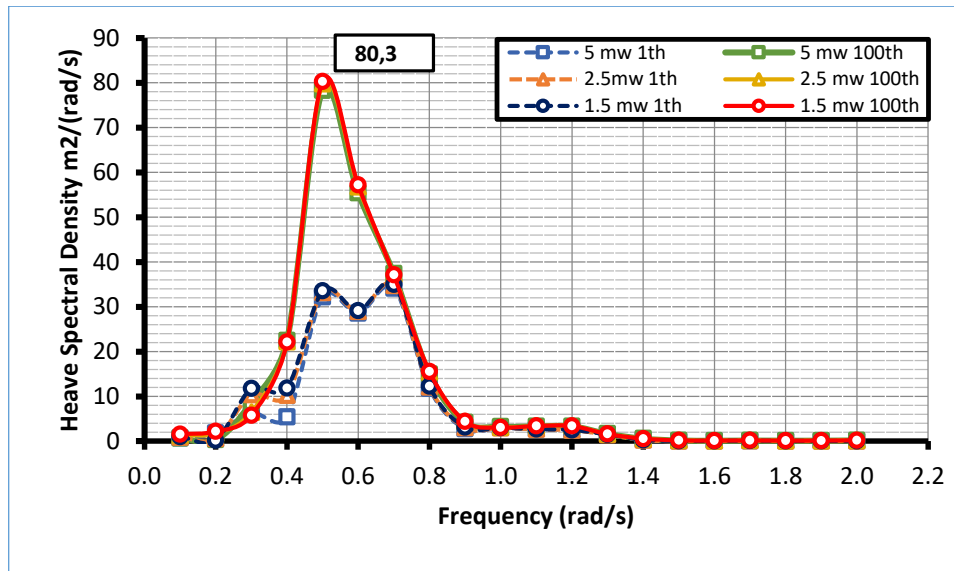
memiliki puncak yang lebih tinggi dari pada kondisi lingkungan kala ulang 1 tahun. Jika dibandingkan dengan gerakan *Sway* pada arah pembebanan 90^0 , respon gerakan *Surge* pada arah pembebanan 0^0 memiliki respon yang relatif sama. Sedikit perbedaan terjadi pada gerakan frekuensi rendah dimana *Sways* sedikit lebih melonjak pada daerah itu. Selebihnya respon gerak keduanya hampir sama baik pada kala ulang 1 tahunan maupun 100 tahunan. Puncak maksimum untuk desain *wind turbin* 1,5 MW, 2,5 MW dan 5 MW untuk gerakan *Sway* pada kondisi lingkungan 100 tahunan adalah $168,13 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$, $166,46 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$, $161 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$. Sementara puncak maksimum respon gerakan *Surge* untuk desain *wind turbine* 1,5 MW, 2,5 MW dan 5 MW pada kondisi lingkungan 1 tahunan adalah $73,13 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$, $71,4 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$, $66,3 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$.



Gambar 4. 25 Grafik Spektrum Sway Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 90

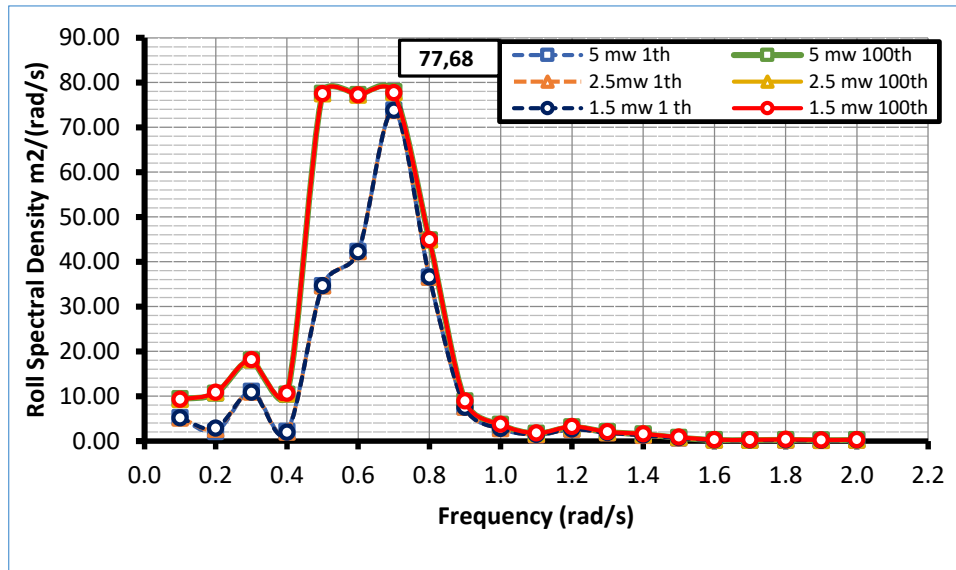
Secara umum gambar 4.25 menunjukkan 6 kurva spektrum respon gerakan sway untuk arah pembebanan 90^0 dengan perbedaan kurun waktu tahunan, tinggi gelombang signifikan dan desain *wind turbin*. Jika diperhatikan perbedaan respon *Surge* untuk tiap variasi desain *wind turbine* tidak terlalu besar. Ini dikarenakan terdapat sistem tali tambat yang mampu mengontrol gerakan *Sway*. Desain tali tambat untuk tiap variasi pun disamakan dengan *pre-tension* yang juga sama. Sementara untuk tiap kurun waktu tahunan dan tinggi gelombang atau yang biasa disebut dengan kondisi kala ulang 1 tahunan dan 100 tahunan terjadi perbedaan yang cukup besar. Naiknya tinggi gelombang signifikan (H_s) mengakibatkan

puncak kurva lebih tinggi. Sementara semakin tinggi periode gelombang signifikan menyebabkan puncak kurva bergeser kekiri. Puncak maksimum untuk desain *wind turbin* 1,5 MW, 2,5 MW dan 5 MW untuk kondisi lingkungan 100 tahunan adalah $161,6 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$. sementara puncak maksimum untuk desain *wind turbine* 1,5 MW, 2,5 MW dan 5 MW untuk kondisi lingkungan 1 tahunan adalah $71,77 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$.



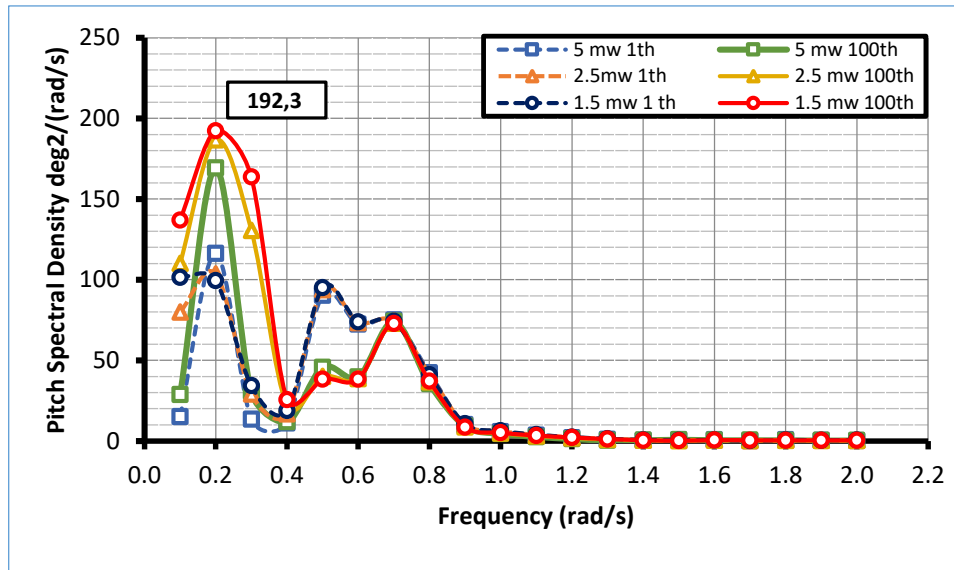
Gambar 4. 26 Grafik Spektrum *Heave* Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 0

Dari gambar 4.26 dapat dilihat bahwa perbedaan desain *wind turbin* tidak berpengaruh pada respon gerak *heave*. Tiap variasi desain *wind trubin* memiliki respon gerak *heave* yang cukup mirip baik pada kondisi lingkungan 1 tahunan maupun 100 tahunan. Hanyan saja untuk turbin angin dengan kapasitas 1,5 MW memiliki puncak yang sedikit lebih tinggi. Puncak maksimum untuk desain *wind turbin* 1,5 MW, 2,5 MW dan 5 MW untuk gerakan *Heave* pada kondisi lingkungan 100 tahunan adalah $80,3 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$, $79,8 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$, $78,29 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$. Sementara puncak maksimum respon gerakan *Heave* untuk desain *wind turbine* 1,5 MW, 2,5 MW dan 5 MW pada kondisi lingkungan 1 tahunan adalah $34,9 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$, $34,7 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$, $34,14 \text{ m}^2/(\text{rasd/s})$.



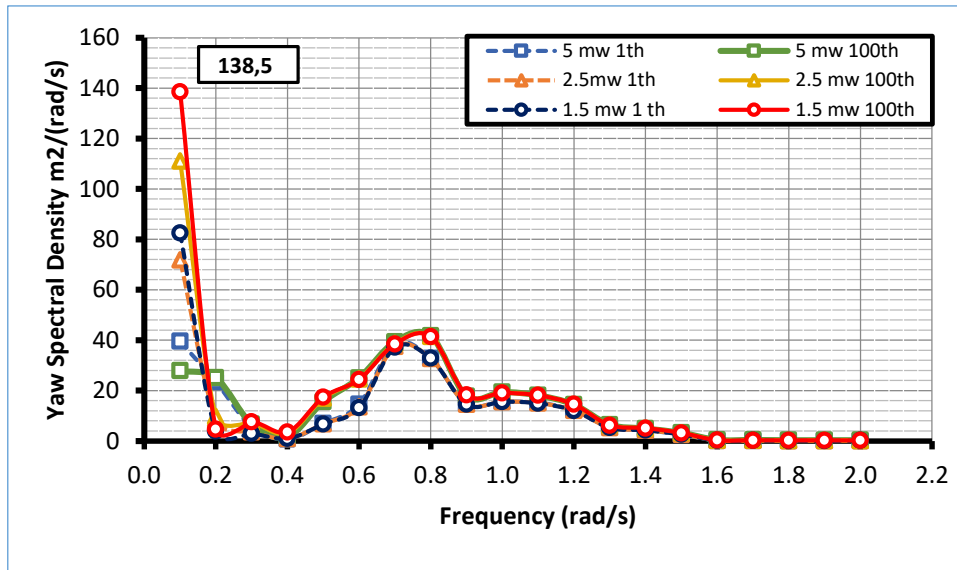
Gambar 4. 27 Grafik Spektrum *Roll* Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 90

Dari gambar 4.27 dapat dilihat bahwa perbedaan desain *wind turbin* tidak terlalu memberikan pengaruh pada respon gerak *Roll*. Variasi desain wind trubin memiliki sedikit beberapa perbedaan di respon gerak *Roll* pada kondisi lingkungan 1 tahunan maupun 100 tahunan. Hal ini disebabkan karena pada arah datang beban lingkungan 90°. Puncak maksimum untuk desain wind turbin 1,5 MW, 2,5 MW dan 5 MW untuk gerakan *Roll* pada kondisi lingkungan 100 tahunan adalah 77,68 $\text{deg}^2/(\text{rasd/s})$, 77,75 $\text{deg}^2/(\text{rasd/s})$, 77,94 $\text{m}^2/(\text{rasd/s})$. Sementara puncak maksimum respon gerakan *Roll* untuk desain *wind turbine* 1,5 MW, 2,5 MW dan 5 MW pada kondisi lingkungan 1 tahunan adalah 73,75 $\text{deg}^2/(\text{rasd/s})$, 73.78 $\text{deg}^2/(\text{rasd/s})$ dan 73,85 $\text{deg}^2/(\text{rasd/s})$.



Gambar 4. 28 Grafik Spektrum *Pitch* Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 0

Dari gambar 4.28 dapat dilihat bahwa perbedaan desain *wind turbin* memberikan pengaruh signifikan pada respon gerak *pitch*. Terlihat jika desain turbin 5 MW memiliki respon gerak *pitch* yang paling kecil, sementara desain turbin 1.5 MW memiliki respon gerak *pitch* yang cukup besar. Dimana diketahui bahwa *pitch* berpengaruh pada energi yang dihasilkan oleh tubin angin. Maka bisa dikatakan bahwa desain 5MW memiliki respon gerakan yang paling bagus untuk mode gerak *pitch*. Puncak maksimum untuk desain *wind turbin* 1,5 MW, 2,5 MW dan 5 MW untuk gerakan *pitch* pada kondisi lingkungan 100 tahunan adalah $192.34 \text{ deg}^2/(\text{rasd/s})$, $186,6 \text{ deg}^2/(\text{rasd/s})$, $169,21 \text{ deg}^2/(\text{rasd/s})$. Sementara puncak maksimum respon gerakan *Pitch* untuk desain *wind turbine* 1,5 MW, 2,5 MW dan 5 MW pada kondisi lingkungan 1 tahunan adalah $101,37 \text{ deg}^2/(\text{rasd/s})$, $103.49 \text{ deg}^2/(\text{rasd/s})$, $116,14 \text{ deg}^2/(\text{rasd/s})$.



Gambar 4. 292 Grafik Spektrum *Yaw* Tiap Variasi Struktur dan Kondisi Lingkungan arah 45

Dari gambar 4.29 dapat dilihat bahwa puncak maksimum untuk *desain wind turbin* 1,5 MW, 2,5 MW dan 5 MW untuk gerakan yaw pada kondisi lingkungan 100 tahunan adalah 138,5 $\text{deg}^2/(\text{rasd/s})$, 123,13 $\text{deg}^2/(\text{rasd/s})$, 27,84 $\text{deg}^2/(\text{rasd/s})$. Sementara puncak maksimum respon gerakan *Yaw* untuk desain *wind turbine* 1,5 MW, 2,5 MW dan 5 MW pada kondisi lingkungan 1 tahunan adalah 82,54 $\text{deg}^2/(\text{rasd/s})$, 71,8 $\text{deg}^2/(\text{rasd/s})$, 39,52 $\text{deg}^2/(\text{rasd/s})$.

4.5 Analisis Tegangan pada Mooring Line

Tujuan dari analisis tegangan *Mooring line* yang tertambat dengan FOWT tipe *Semi-submersible DeepCwind* adalah untuk mengetahui besaran tegangan maksimum (effective tension) dari salah satu *mooring line* untuk tiap variasi struktur yang dilakukan. Analisis yang dilakukan menggunakan *Time Domain analysis*. Durasi analisis yang dilakukan selama 10800 detik, sesuai dengan kriteria yang diberikan oleh DNV OS E301. Kondisi lingkungan yang dilakukan untuk analisis ini mengacu pada kriteria ABS. kriteria ABS mensyaratkan untuk melakukan analisis pada kondisi lingkungan operasional dan juga pada kondisi lingkungan badai atau kala ulang 100 tahunan. Dua sekenario analisis tegangan untuk keadaan operasional dan badai (Storm) dengan arah pembebanan

lingkungan yang meliputi gelombang, arus dan angin sebesar 0^0 terhadap *heading* FOWT (*inline*) dan 60^0 terhadap *heading* FOWT (*between line*).

Tabel 4. 6 *Tension* Maksimum Pada *Fairlead* Kondisi 1 Operasi

Condition		Wind Turbine	Line	Tension kN
operasional	In Line	1,5 MW	L1	1028.6
			L2	6320
			L3	1032
		2,5 MW	L1	1037
			L2	5779
			L3	1036
		5 MW	L1	1039
			L2	3975
			L3	1038

Tabel 4. 7 *Tension* Maksimum Pada *Fairlead* Kondisi 1 Badai

Condition		Wind Turbine	Line	Tension kN
Storm	In Line	1,5 MW	L1	1833
			L2	15402
			L3	1700.6
		2,5 MW	L1	1759
			L2	14960
			L3	1746
		5 MW	L1	1560
			L2	11750
			L3	1480

Tabel 4. 8 *Tension* Maksimum Pada *Fairlead* Kondisi 2 Operasi

Condition		Wind Turbine	Line	Tension kN
operasional	Between Line	1,5 MW	L1	846.06
			L2	2380.6
			L3	2090.4
		2,5 MW	L1	847.2
			L2	2444
			L3	2015
		5 MW	L1	1004
			L2	1857
			L3	1978

Tabel 4. 9 *Tension* Maksimum Pada *Fairlead* Kondisi 2Badai

Condition		Wind Turbine	Line	Tension kN
Storm	Between Line	1,5 MW	L1	1021
			L2	5552
			L3	5206.8
		2,5 MW	L1	1027
			L2	5549
			L3	5259
		5 MW	L1	1004
			L2	5271
			L3	4052

Tabel 4.6-4.9 merupakan hasil simulasi dengan *software* FAST selama 10800 detik dan outputnya berupa tegangan maksimum pada *fairlead* untuk tiap *mooring line*. Pada saat kondisi operasional struktur yang memiliki tegangan tali paling tinggi adalah struktur dengan desain *wind turbine* 1.5 MW dengan tegangan tali 6320 kN pada arah pembebanan *inline* terhadap tali. Sementara untuk kondisiBadai tegangan tali terbesar juga pada struktur 1.5 MW dengan harga 15402 kN.

4.6 Analisis Energi yang Dihasilkan

Tiap variasi struktur memiliki kapasitas maksimum energi yang dihasilkan yang berbed-beda sesuai dengan desainnya. Untuk itu perlu diketahui seberapa efisien suatu desain turbin angin ketika diletakan di suatu wilayah. Selain itu pengaruh diameter rotor dan kecepatan angin terhadap energi yang dihasilkan juga perlu diketahui.

4.6.1 Perhitungan Energi yang Dihasilkan

Perhitungan energi dilakukan dengan cara mengalikan rata-rataenergi yang dihasilkan oleh turbin selama satu jam untuk tiap kondisi lingkungan berdasarkan kecepatan angin, dengan probabilitas kecepatan angin tersebut muncul dalam satu tahun. Dari perhitungan tersebut dapat di estimasikan berapa energi yang mampu dihasilkan oleh tiap variasi desain wind turbin selama 1 tahun beroperasi.

Tabel 4.10 merupakan probabilitas kecepatan angin yang terjadi selama satu tahun di perairan Natuna

Tabel 4. 10 Status Turbin dan Frekuensi Kecepatan Angin

<i>Status</i>	<i>Uref (m/s)</i>	<i>Range</i>	<i>Frequency</i>	<i>Percentage</i>
<i>Off</i>	0	0-3	3444	39.21%
<i>Cut - In</i>	3	3-4	1376	15.66%
<i>Production</i>	4	4-5	1205	13.72%
<i>Production</i>	5	5-6	767	8.73%
<i>Production</i>	6	6-7	755	8.60%
<i>Production</i>	7	7-8	602	6.85%
<i>Production</i>	8	8-9	369	4.20%
<i>Production</i>	9	9-10	213	2.42%
<i>Production</i>	10	10-11	47	0.54%
<i>Production</i>	11	>11	6	0.07%
Total			8784	100.00%

Setelah didapatkan variasi kecepatan angin maka tiap variasi struktur dilakukan simulasi selama 1 jam untuk kondisi tiap kecepatan angin. Dari simulasi 1 jam tersebut dicari rata-rata hasil energi yang akan digunakan sebagai asumsi besaran energi yang mampu dihasilkan ketika mendapat kecepatan angin tersebut. Untuk kecepatan angin dibawah 3 m/s tidak disimulasikan karena merupakan batas bawah dari kemampuan turbin untuk menghasilkan energi.

Table 4.11-4.13 merupakan rata rata energi yang dihasilkan dalam 1 jam untuk tiap kecepatan angin pada tiap variasi desain turbin

Tabel 4. 11 Rata – Rata Daya yang Dihasilkan Selama 1 Jam *wind turbin 5 MW*

Wind Speed (m/s)	Power (kW)
3 – 4	950.20
4 – 5	1971.20
5 – 6	3506.09
6 – 7	4568.71
7 – 8	4914.16
8 – 9	4984.28
9 – 10	4996.60
10 – 11	4998.75
>11	4999.18

Tabel 4. 12 Rata – Rata Daya yang Dihasilkan Selama 1 Jam *wind turbin 2.5 MW*

Wind Speed (m/s)	Power (kW)
3 – 4	673.17
4 – 5	999.10
5 – 6	1773.11
6 – 7	2410.35
7 – 8	2504.34
8 – 9	2539.45
9 – 10	2545.53
10 – 11	2545.94
>11	2546.06

Tabel 4. 13 Rata – Rata Daya yang Dihasilkan Selama 1 Jam *wind turbin 1.5 MW*

Wind Speed (m/s)	Power (kW)
3 – 4	0
4 – 5	433.9037
5 – 6	749.4635
6 – 7	1063.868
7 – 8	1496.211
8 – 9	1562.602
9 – 10	1583.664
10 – 11	1587.312
>11	1587.562

Dari table 4.13-4.15 diketahui rata – rata energi yang dihasilkan dan kemudian dikalikan dengan jumlah jam kejadian angin. Hasil dari perkalian tiap variasi kecepatan angin dijumlahkan untuk mendapatkan total energi (kWh) yang dihasilkan tiap desain turbin angin selama 1 tahun.

Tabel 4. 14 Estimasi Jumlah Energi yang Dihasilkan Selama 1 Tahun Turbin 5MW

Status	Uref (m/s)	Range (m/s)	Power (kW)	Hours in a Year	Days in a Year	kWH Produced in a Year
Off	0	0-3	0	3444	144	0.00E+00
Cut - In	3	3-4	950.20	1376	57	1.31E+06
Production	4	4-5	1971.20	1205	50	2.38E+06
Production	5	5-6	3506.09	767	32	2.69E+06
Production	6	6-7	4568.71	755	31	3.45E+06
Production	7	7-8	4914.16	602	25	2.96E+06
Production	8	8-9	4984.28	369	15	1.84E+06
Production	9	9-10	4996.60	213	9	1.06E+06
Production	10	10-11	4998.75	47	2	2.35E+05
Production	11	>11	4999.18	6	0	3.00E+04
Total				8784	365	1.59E+07

Tabel 4. 15 Estimasi Jumlah Energi yang Dihasilkan Selama 1 Tahun Turbin 2.5MW

Status	Uref (m/s)	Range (m/s)	Power (kW)	Hours in a Year	Days in a Year	kWH Produced in a Year
Off	0	0-3	0	3444	144	0.00E+00
Cut - In	3	3-4	673.17	1376	57	9.26E+05
Production	4	4-5	999.10	1205	50	1.20E+06
Production	5	5-6	1773.11	767	32	1.36E+06
Production	6	6-7	2410.35	755	31	1.82E+06
Production	7	7-8	2504.34	602	25	1.51E+06
Production	8	8-9	2539.45	369	15	9.37E+05
Production	9	9-10	2545.53	213	9	5.42E+05
Production	10	10-11	2545.94	47	2	1.20E+05
Production	11	>11	2546.06	6	0	1.53E+04
Total				8784	365	8.43E+06

Tabel 4. 16 Estimasi Jumlah Energi yang Dihasilkan Selama 1 Tahun Turbin 1.5MW

Status	Uref (m/s)	Range (m/s)	Power (kW)	Hours in a Year	Days in a Year	kWH Produced in a Year
Off	0	0-3	0	3444	144	0.00E+00
Cut - In	3	3-4	433.90	1376	57	5.97E+05
Production	4	4-5	749.46	1205	50	9.03E+05
Production	5	5-6	1063.87	767	32	8.16E+05
Production	6	6-7	1496.21	755	31	1.13E+06
Production	7	7-8	1562.60	602	25	9.41E+05
Production	8	8-9	1583.66	369	15	5.84E+05
Production	9	9-10	1587.31	213	9	3.38E+05
Production	10	10-11	1587.56	47	2	7.46E+04
Production	11	>11	1587.63	6	0	9.53E+03
Total				8784	365	5.39E+06

Dari tabel 4.14-4.16 dapat diketahui dari perhitungan tiap kecepatan angin estimasi energi yang bisa dihasilkan selama satu tahun oleh FOWT dengan kapasitas 5 MW, 2,5 MW dan 1,5 MW adalah, 15948060.37 kWh, 8431793.8 kWh dan 5393077.969kWh atau setara dengan 15.94 GWh, 8,43 GWh dan 5,39 GWh dalam 1 tahun.

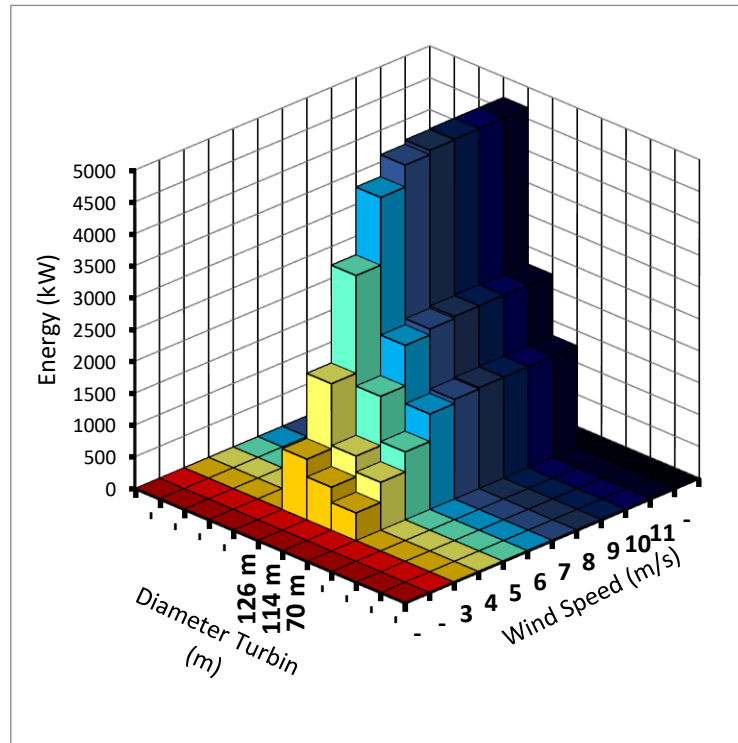
Jika dibandingkan antara energi yang dihasilkan secara simulasi yang dikalikan terhadap probabilitas kecepatan angin dengan energi teoritis yang seharusnya dihasilkan, yaitu 5MW, 2,5MW dan 1,5MW tiap jam selama 1 tahun, maka akan mendapatkan *capacity factor* sebesar 36%., 38% dan 41%

4.6.2 Pengaruh Diameter Rotor dan Kecepatan Angin Pada Hasil Energi

Perbedaan utama selain pada *massa top tower* dari desain turbin angin dengan kapasitas yang berbeda beda adalah pada diameter rotor. Diameter rotor yang lebih panjang akan menghasilkan energi yang lebih besar.

Berikut merupakan perbandingan antara desain turbin angin 5MW yang memiliki diameter rotor 126 m, turbin angin 2.5MW memiliki diameter rotor 114 m

dan turbin angin 1,5 MW yang memiliki diameter rotor 70m dengan kecepatan angin terhadap energi yang dihasilkan.



Gambar 4. 30 Pengaruh diameter rotor terhadap hasil energi di tiap kecepatan angin

Dari Gambar 4.30 dapat dilihat bahwa perbedaan diameter rotor mengakibatkan perbedaan energi yang dihasilkan. Sampai pada kecepatan tertentu energi yang dihasilkan akan konstan sesuai dengan kapasitas desain turbinya. Kecepatan yang menjadi titik maksimum merupakan *rate speed* dari desain *wind turbine* yang digunakan.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisis yang dilakukan mengenai perilaku respons FOWT 1,5MW 2,5MW dan 5MW dengan kondisi lingkungan kala ulang 1 tahunan dan 100 tahunan, tegangan tali tambat saat kondisi lingkungan 1 tahunan dan 100 tahunan serta energi listrik yang dihasilkan selama 1 tahun beroperasi didapatkan beberapa kesimpulan sebagai berikut:

- a. Diameter rotor yang semakin kecil akan mengakibatkan respons gerak *pitch* semakin besar. Hal ini dikarenakan dengan diameter yang kecil maka masa struktur rotor juga semakin kecil sehingga lebih mudah mengalami gerakan meskipun mendapatkan gaya luar yang sama. Oleh karena itu desain wind turbin 1,5 MW memiliki gerakan *pitch* yang paling besar. Sementara desain wind turbin 5 MW memiliki gerakan *pitch* yang paling stabil. Sementara untuk gerakan lain perbedaan desain wind turbin relatif tidak berpengaruh signifikan.
- b. Tegangan tali terbesar terjadi pada desain struktur 1,5 MW. Hal ini dikarenakan respons gerak desain 1,5 MW merupakan yang terbesar, terutama pada gerakan *pitch* yang juga mempengaruhi gerakan *surge*, sehingga *offset* yang terjadi selama simulasi 3 jam menjadi yang paling jauh diantara dua desain lain. Semakin jauh *offset* maka tegangan yang terjadi pada *mooring line* juga akan semakin besar. Sementara untuk gaya pada tali yang paling kecil terdapat pada desain 5 MW.
- c. Desain yang menghasilkan energi paling besar adalah desain turbin 5MW. Namun untuk desain dengan efisiensi paling tinggi adalah desain 1,5 MW. Hal ini dikarenakan untuk mencapai energi maksimum dari desain 1,5 MW lebih mudah jika dibandingkan dengan 5MW.

Berdasarkan respons gerak global pada setiap desain struktur, tegangan tali yang terjadi pada tiap desain struktur dan energi yang dihasilkan pada tiap struktur dapat dilihat bahwa NREL 5MW memiliki performa yang paling bagus. Namun perlu dilakukan analisis mengenai biaya dan *return of investment* yang tepat sehingga bisa dipilih desain yang paling sesuai dengan nilai keekonomian. Dari penelitian ini bisa disimpulkan bahwa dari segi teknik NREL 5 MW merupakan desain yang sesuai digunakan di perairan Natuna.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk analisis lebih lanjut topik penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Analisis pengaruh ketinggian hub terhadap respons dinamis *floating offshore wind turbine* tipe *semi-sub*.
2. Analisis pengaruh variasi konfigurasi *mooring* terhadap respon global struktur *offshore wind turbine* tipe *semi-sub*.
3. Analisis respon dinamis *floating offshore wind turbine* tipe SPAR dengan variasi konfigurasi *mooring* untuk perairan Indonesia.

DAFTAR PUSTAKA

- Almutahir. 2016. *Analisa Respon Gerak Struktur Floating Wind Turbine Tipe Spar Dengan Variasi Sistem Tambat*. Tugas Akhir. Departemen Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Bagbanci, Hasan. 2011. *Dynamic Analysis of Offshore Floating Wind Turbines*. Dissertation for Master's Degree in Naval Architecture and Marine Engineering, Instituto Superior Técnico, University of Lisbon.
- Djutmiko, Eko Budi. 2012. *Perilaku dan Operabilitas Bangunan Laut di Atas Gelombang Acak*. Surabaya: ITS Press.
- DNVOS J-101. 2004. *Design of Offshore Wind Turbine Structures*.
- DNVOS J-102. 2004. *Design of Offshore Wind Turbine Blades*.
- DNV OS J-103. 2013. *Design of Floating Wind Turbine Structures*.
- Jonkman, J.M., A.N. Robertson., dan G.J. Hayman. 2015. *(Draft) Hydrodyn User's Guide and Theory Manual*. Colorado: NREL.
- Jonkman, J.M. dan Denis Matha. 2011. *Dynamics of offshore floating wind turbines – analysis of three concepts*. **Wind Energy** 14(4): 557 – 569.
- Jonkman, J.M., dan Marshall L. Buhr Jr. 2005. *FAST User's Guide*. Colorado: NREL Technical Report.
- Jonkman, J., S. Butterfield, W. Musial, dan G. Scott. 2009. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. Colorado: NREL Technical Report.
- Journee, J.M.J dan W.W. Massie. 2001. *Offshore Hydromechanics, First Edition*. Delft: Delft University of Technology.
- Karimirad, Madjid. 2014. *Offshore Energy Structures for Wind Power, Wave Energy and Hybrid Marine Platforms*. New York: Springer.
- Matha, Denis. 2009. *Model Development and Loads Analysis of an Offshore Wind Turbine on a Tension Leg Platform, with a Comparison to Other Floating Turbine Concepts*. NREL Subcontract Report: Colorado.
- Paul A. Lynn, 2012. *Onshore and Offshore Wind Energy*. West Sussex: John Wiley & Sons.

- Roald, Line, Jason Jonkman, Amy Robertson, dan Ndaona Chokani. 2013. *The Effect of Second – Order Hydrodynamics on Floating Offshore Wind Turbine*. **Energy Procedia** 35 (2013) page 253 – 264.
- Robertson, A.N. dan J.M. Jonkman. 2011. *Loads Analysis of Several Offshore Floating Wind Turbine Concepts*. **Conference Paper Presented at the International Society of Offshore and Polar Engineers, Hawaii**.
- Robertson, A.N., J.M. Jonkman, M. Masciola, H. Song, A. Goupee, A. Coulling, dan C. Luan. 2014. *Definition of the Semi-Submersible Floating System for Phase II of OC 4*. Colorado: NREL Technical Report.

LAMPIRAN A

INPUT MOSES

Moses .cif

```
$

$***** set basics

$

&dimen -DIMen meters m-tons

&device -oecho no -g_default device -auxin _Mesh.dat

&TITLE Response Amplitude Operators

$

$***** read model

$

inmodel

$

$***** set transit condition

$

&INSTATE -CONDITION DeepCwind 0 0 0

$

$***** plot of model

$

&picture iso

&picture starb

&picture top

$

&weight -compute DeepCwind 0 0 0 0

&equi -iter 999

&status B_W

$

$***** enter hydrodynamics menu

$

HYDRODYNAMICS
```

```

$
$***** stability trans.
$
  g_pressure DeepCwind -heading 0 45 90 135\
                                -period 62.832 31.416 20.944 15.708 12.566
10.472 8.976 7.854 6.981 6.283 5.712 5.236 4.833 4.488 4.189 3.927 3.696 3.491 3.307 3.142 2.992 2.856
2.732
end_hydrodynamics
$
$***** frequency response
$
freq_response
$
$***** response
$
  rao
$
$***** std post processing
$
  fr_point 0 0 0
  report -hard
end
  fp_std 0 0 0
  equ_sum
  matrices -files yes
  report
end
end_freq_response
$
$***** all done
$
&FINISH

```

LAMPIRAN B

INPUT FAST

----- FAST v8.16.* INPUT FILE -----

NREL 5 MW FLOATING OFFSHORE WIND TURBINE WITH DEEPCWIND PLATFORM TEST FOR
TUGAS AKHIR ZULFIKAR ADYTIA VERNANDA 04311440000017

----- SIMULATION CONTROL -----

False Echo - Echo input data to <RootName>.ech (flag)

"FATAL" AbortLevel - Error level when simulation should abort (string) { "WARNING", "SEVERE",
"FATAL" }

10800 TMax - Total run time (s)

0.0125 DT - Recommended module time step (s)

2 InterpOrder - Interpolation order for input/output time history (-) { 1=linear, 2=quadratic }

0 NumCrctn - Number of correction iterations (-) { 0=explicit calculation, i.e., no corrections }

99999 DT_UJac - Time between calls to get Jacobians (s)

1E+06 UJacSclFact - Scaling factor used in Jacobians (-)

----- FEATURE SWITCHES AND FLAGS -----

1 CompElast - Compute structural dynamics (switch) { 1=ElastoDyn; 2=ElastoDyn + BeamDyn
for blades }

1 CompInflow - Compute inflow wind velocities (switch) { 0=still air; 1=InflowWind; 2=external
from OpenFOAM }

2 CompAero - Compute aerodynamic loads (switch) { 0=None; 1=AeroDyn v14; 2=AeroDyn
v15 }

1 CompServo - Compute control and electrical-drive dynamics (switch) { 0=None; 1=ServoDyn }

1 CompHydro - Compute hydrodynamic loads (switch) { 0=None; 1=HydroDyn }

0 CompSub - Compute sub-structural dynamics (switch) { 0=None; 1=SubDyn }

3 CompMooring - Compute mooring system (switch) { 0=None; 1=MAP++; 2=FEAMooring;
3=MoorDyn; 4=OrcaFlex }

0 CompIce - Compute ice loads (switch) { 0=None; 1=IceFloe; 2=IceDyn }

----- INPUT FILES -----

"5MW_Baseline/NRELOffshrBsline5MW_OC4DeepCwindSemi_ElastoDynTA.dat" EDFile - Name
of file containing ElastoDyn input parameters (quoted string)

"5MW_Baseline/NRELOffshrBsline5MW_BeamDyn.dat" BDBldFile(1) - Name of file containing
BeamDyn input parameters for blade 1 (quoted string)

"5MW_Baseline/NRELOffshrBsline5MW_BeamDyn.dat" BDBldFile(2) - Name of file containing BeamDyn input parameters for blade 2 (quoted string)

"5MW_Baseline/NRELOffshrBsline5MW_BeamDyn.dat" BDBldFile(3) - Name of file containing BeamDyn input parameters for blade 3 (quoted string)

"5MW_Baseline/NRELOffshrBsline5MW_InflowWind_Natuna1Tahunan0.dat" InflowFile - Name of file containing inflow wind input parameters (quoted string)

"5MW_Baseline/NRELOffshrBsline5MW_OC4DeepCWind_AeroDyn15.dat" AeroFile - Name of file containing aerodynamic input parameters (quoted string)

"5MW_Baseline/NRELOffshrBsline5MW_OC4DeepCwindSemi_ServoDynTA.dat" ServoFile - Name of file containing control and electrical-drive input parameters (quoted string)

"5MW_Baseline/NRELOffshrBsline5MW_OC4DeepCwindSemi_HydroDyn1tahunan0.dat" HydroFile - Name of file containing hydrodynamic input parameters (quoted string)

"unused" SubFile - Name of file containing sub-structural input parameters (quoted string)

"5MW_Baseline/NRELOffshrBsline5MW_OC4DeepCwindSemi_MoorDyn.dat" MooringFile - Name of file containing mooring system input parameters (quoted string)

"unused" IceFile - Name of file containing ice input parameters (quoted string)

----- OUTPUT -----

True SumPrint - Print summary data to "<RootName>.sum" (flag)

1 SttsTime - Amount of time between screen status messages (s)

10800 ChkptTime - Amount of time between creating checkpoint files for potential restart (s)

1 DT_Out - Time step for tabular output (s) (or "default")

0 TStart - Time to begin tabular output (s)

1 OutFileFmt - Format for tabular (time-marching) output file (switch) {1: text file [<RootName>.out], 2: binary file [<RootName>.outb], 3: both}

True TabDelim - Use tab delimiters in text tabular output file? (flag) {uses spaces if false}

"ES10.3E2" OutFmt - Format used for text tabular output, excluding the time channel. Resulting field should be 10 characters. (quoted string)

----- LINEARIZATION -----

False Linearize - Linearization analysis (flag)

2 NLinTimes - Number of times to linearize (-) [>=1] [unused if Linearize=False]

30, 60 LinTimes - List of times at which to linearize (s) [1 to NLinTimes] [unused if Linearize=False]

1 LinInputs - Inputs included in linearization (switch) {0=none; 1=standard; 2=all module inputs (debug)} [unused if Linearize=False]

1 LinOutputs - Outputs included in linearization (switch) {0=none; 1=from OutList(s); 2=all module outputs (debug)} [unused if Linearize=False]

False LinOutJac - Include full Jacobians in linearization output (for debug) (flag) [unused if Linearize=False; used only if LinInputs=LinOutputs=2]

False LinOutMod - Write module-level linearization output files in addition to output for full system? (flag) [unused if Linearize=False]

----- VISUALIZATION -----

0 WrVTK - VTK visualization data output: (switch) {0=none; 1=initialization data only; 2=animation}

2 VTK_type - Type of VTK visualization data: (switch) {1=surfaces; 2=basic meshes (lines/points); 3=all meshes (debug)} [unused if WrVTK=0]

false VTK_fields - Write mesh fields to VTK data files? (flag) {true/false} [unused if WrVTK=0]

15 VTK_fps - Frame rate for VTK output (frames per second){ will use closest integer multiple of DT} [used only if WrVTK=2]

LAMPIRAN C

INPUT MOORDYN

```
----- MoorDyn Input File -----
Mooring system for OC4-DeepCwind Semi
FALSE Echo - echo the input file data (flag)
----- LINE TYPES -----
1 NTypes - number of LineTypes
Name Diam MassDen EA BA/-zeta Can Cat Cdn Cdt
(-) (m) (kg/m) (N) (N-s/-) (-) (-) (-) (-)
main 0.076 113.35 7.536E09 -1.0 0.8 0.25 2.0 0.4
----- CONNECTION PROPERTIES -----
6 NConnects - number of connections including anchors and fairleads
Node Type X Y Z M V FX FY FZ CdA CA
(-) (-) (m) (m) (m) (kg) (m^3) (kN) (kN) (kN) (m^2) (-)
1 Fixed 278.43 482.26 -82.0 0 0 0 0 0 0 0 0
2 Fixed -556.87 0.00 -82.0 0 0 0 0 0 0 0 0
3 Fixed 278.43 -482.26 -82.0 0 0 0 0 0 0 0 0
4 Vessel 20.434 35.393 -14.0 0 0 0 0 0 0 0 0
5 Vessel -40.868 0.0 -14.0 0 0 0 0 0 0 0 0
6 Vessel 20.434 -35.393 -14.0 0 0 0 0 0 0 0 0
----- LINE PROPERTIES -----
3 NLines - number of line objects
Line LineType UnstrLen NumSegs NodeAnch NodeFair Flags/Outputs
(-) (-) (m) (-) (-) (-) (-)
1 main 524.35 20 1 4 -
2 main 524.35 20 2 5 -
3 main 524.35 20 3 6 -
----- SOLVER OPTIONS -----
0.001 dtM - time step to use in mooring integration (s)
3.0e6 kbot - bottom stiffness (Pa/m)
3.0e5 cbot - bottom damping (Pa-s/m)
2.0 dtIC - time interval for analyzing convergence during IC gen (s)
60.0 TmaxIC - max time for ic gen (s)
4.0 CdScaleIC - factor by which to scale drag coefficients during dynamic relaxation (-)
0.01 threshIC - threshold for IC convergence (-)
----- OUTPUTS -----
FairTen1
FairTen2
FairTen3
AnchTen1
AnchTen2
AnchTen3
END
----- need this line -----
```


LAMPIRAN D

OUTPUT HYDRODYN

WAMIT Model						

Displaced volume (m^3)	:		1.391700E+04			
X-offset of the center of buoyancy (m)	:		0.000000E+00			
Y-offset of the center of buoyancy (m)	:		0.000000E+00			
Buoyancy loads from members modelled with WAMIT, summed about (0.0, 0.0, 0.0)						
		BuoyFxi	BuoyFyi	BuoyFzi	BuoyMxi	BuoyMyi
		(N)	(N)	(N)	(N-m)	(N-m)
External:		0.000000E+00	0.000000E+00	1.398911E+08	0.000000E+00	0.000000E+00
Volume Calculations(m^3)						

Structure Volume	:	0.000000E+00				
Submerged Volume	:	0.000000E+00				
Marine Growth Volume	:	0.000000E+00				
Ballasted Volume	:	9.38912E+03				
NOTE: Structure, Submerged and Marine Growth volumes are based on members not modelled with WAMIT						
Ballasted volume is computed from all members which are marked as filled in the HydroDyn input file, regardless of PropPot flag						
Buoyancy loads summed about (0.0, 0.0, 0.0)						

		BuoyFxi	BuoyFyi	BuoyFzi	BuoyMxi	BuoyMyi
		(N)	(N)	(N)	(N-m)	(N-m)
External:		0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
Internal:		0.000000E+00	0.000000E+00	-9.437774E+07	0.000000E+00	3.051758E+02
Total	:	0.000000E+00	0.000000E+00	-9.437774E+07	0.000000E+00	3.051758E+02
NOTE: External buoyancy is based on members not modelled with WAMIT						
Internal buoyancy is computed from all members which are marked as filled in the HydroDyn input file, regardless of PropPot flag						
Total buoyancy does not include WAMIT-modelled buoyancy contribution						
Weight loads about (0.0, 0.0, 0.0)						

		MGFxi	MGFyi	MGFzi	MGMxi	MGMyi
		(N)	(N)	(N)	(N-m)	(N-m)
Marine Growth:		0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00

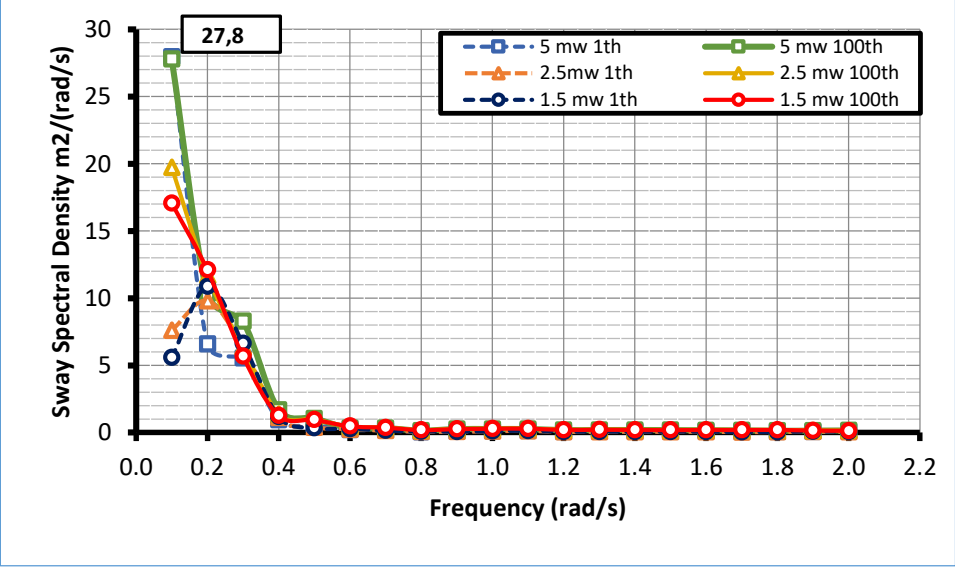
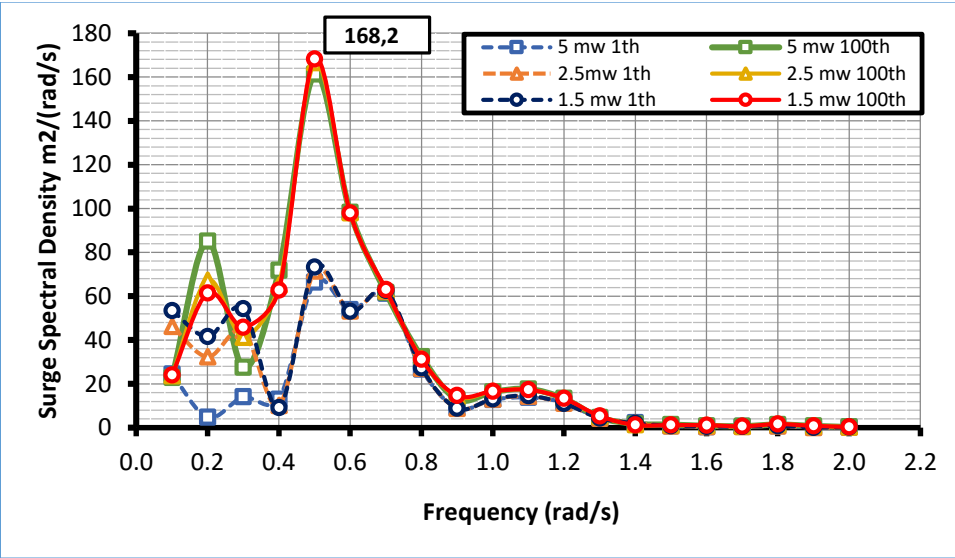
LAMPIRAN E

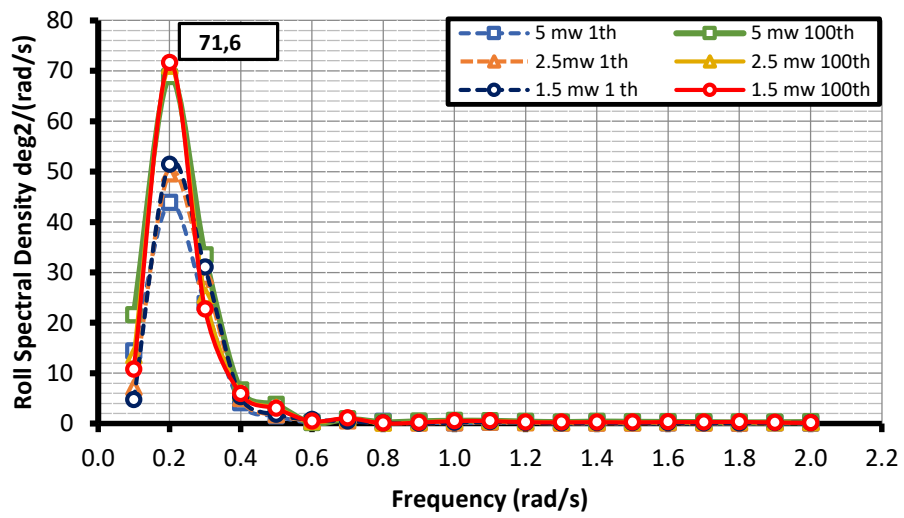
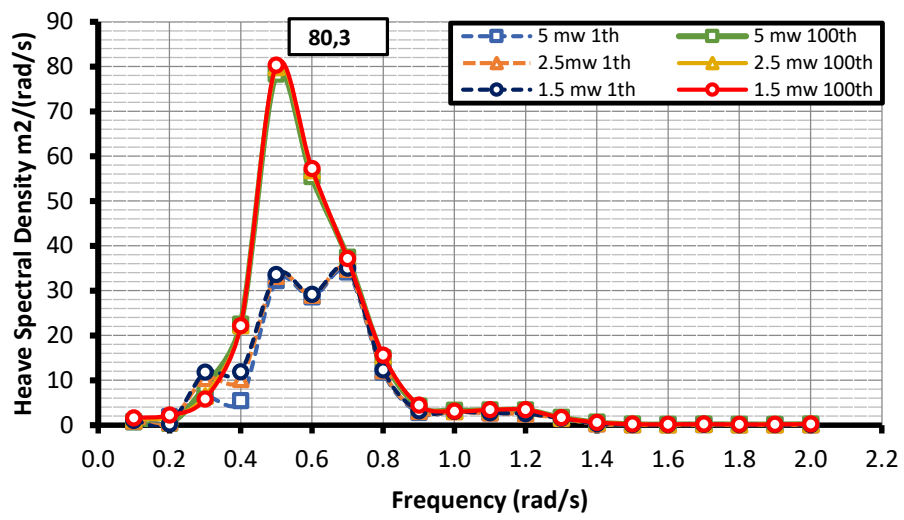
SPEKTRA RESPON GERAKAN ARAH 0

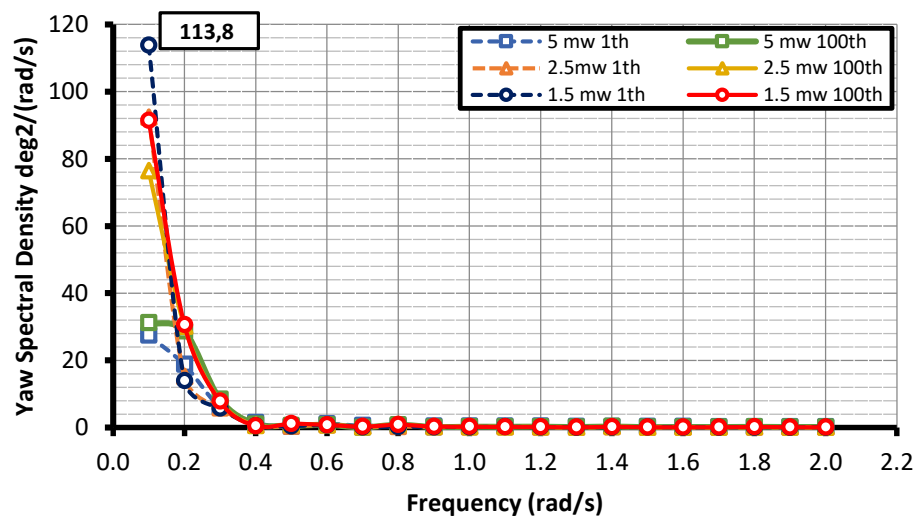
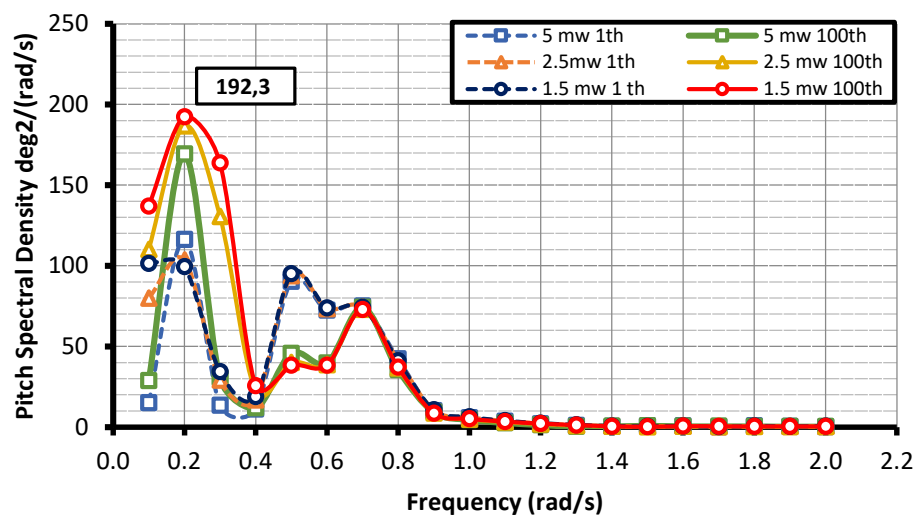
frekuensi (rad/s)	5 mw											
	1 tahunan						100 tahunan					
	surge	sway	heave	roll	pitch	yaw	surge	sway	heave	roll	pitch	yaw
0.1	24.38	27.96	0.67	14.38	15.05	27.51	22.86	27.79	0.68	21.52	28.70	31.21
0.2	4.67	6.58	1.83	43.82	116.15	18.78	85.08	10.35	0.31	68.80	169.21	28.72
0.3	14.00	5.54	6.40	23.78	13.51	6.13	27.46	8.27	8.63	33.41	30.50	8.38
0.4	12.88	0.95	5.41	4.07	11.12	1.45	71.81	1.69	22.47	6.61	11.73	1.02
0.5	66.27	0.54	32.18	1.51	90.25	0.32	161.28	1.05	78.29	3.74	45.58	0.61
0.6	53.74	0.21	28.52	0.20	72.29	1.12	98.24	0.31	55.42	0.12	39.61	0.79
0.7	61.30	0.18	34.15	0.77	74.87	0.57	61.71	0.31	37.39	0.91	74.09	0.07
0.8	26.61	0.05	11.75	0.38	42.10	0.64	32.29	0.14	15.00	0.29	35.45	0.81
0.9	8.91	0.09	2.76	0.26	10.01	0.42	12.89	0.25	4.19	0.45	9.23	0.16
1	12.79	0.11	3.01	0.09	5.59	0.41	16.30	0.25	3.28	0.57	4.51	0.24
1.1	13.84	0.13	2.69	0.20	3.49	0.40	17.63	0.25	3.30	0.56	2.58	0.22
1.2	11.45	0.05	2.49	0.20	1.99	0.38	13.26	0.17	3.35	0.41	1.26	0.25
1.3	4.34	0.08	1.52	0.07	0.90	0.31	4.62	0.18	1.65	0.30	0.32	0.13
1.4	2.27	0.07	0.23	0.06	0.35	0.35	1.71	0.18	0.58	0.41	0.43	0.29
1.5	0.75	0.08	0.03	0.06	0.65	0.30	1.36	0.17	0.17	0.37	0.77	0.11
1.6	0.38	0.08	0.05	0.07	0.67	0.30	0.82	0.16	0.13	0.34	0.45	0.16
1.7	0.52	0.06	0.05	0.07	0.20	0.26	0.64	0.15	0.16	0.31	0.45	0.14
1.8	0.75	0.06	0.04	0.03	0.68	0.26	1.38	0.12	0.13	0.25	0.38	0.20
1.9	0.10	0.06	0.05	0.07	0.29	0.26	0.76	0.14	0.14	0.27	0.25	0.14
2	0.21	0.08	0.05	0.04	0.05	0.25	0.26	0.15	0.19	0.31	0.33	0.17

2.5 mw											
1 tahunan						100 tahunan					
surge	sway	heave	roll	pitch	yaw	surge	sway	heave	roll	pitch	yaw
46.17	7.61	0.91	7.11	79.96	92.36	23.71	19.73	1.35	13.45	110.09	76.45
32.33	9.80	0.57	49.55	103.49	15.16	67.24	11.67	1.70	70.90	186.60	30.18
44.28	6.36	10.43	29.21	29.03	5.85	41.25	6.32	6.48	25.34	130.60	7.96
10.07	1.13	10.22	4.97	16.83	0.73	64.98	1.38	22.19	6.08	22.14	0.63
71.43	0.39	33.19	1.72	93.83	0.40	166.47	0.98	79.80	3.18	40.06	1.03
53.20	0.26	28.96	0.63	73.41	0.80	97.96	0.44	56.77	0.39	38.60	0.81
62.20	0.15	34.76	0.54	74.30	0.27	62.69	0.36	37.18	1.04	73.04	0.26
27.06	0.08	12.11	0.16	41.27	0.31	31.42	0.18	15.42	0.11	36.56	0.85
8.84	0.08	3.02	0.10	10.43	0.22	14.20	0.26	4.36	0.27	8.68	0.29
13.03	0.10	2.98	0.17	6.06	0.20	16.53	0.28	3.11	0.54	4.90	0.27
14.35	0.14	2.66	0.29	3.76	0.24	17.36	0.29	3.36	0.52	3.11	0.20
11.15	0.07	2.49	0.16	2.27	0.17	13.29	0.20	3.39	0.32	1.87	0.23
4.34	0.07	1.50	0.08	1.18	0.12	5.12	0.21	1.59	0.27	0.93	0.10
2.08	0.07	0.26	0.10	0.51	0.18	1.34	0.20	0.57	0.33	0.41	0.27
0.80	0.07	0.04	0.10	0.44	0.14	1.20	0.19	0.17	0.28	0.16	0.11
0.48	0.07	0.05	0.13	0.54	0.12	1.04	0.19	0.13	0.32	0.45	0.15
0.48	0.04	0.08	0.07	0.11	0.11	0.61	0.19	0.16	0.30	0.35	0.13
0.82	0.05	0.05	0.06	0.53	0.12	1.53	0.19	0.12	0.32	0.29	0.21
0.11	0.07	0.04	0.14	0.32	0.11	0.80	0.15	0.13	0.23	0.27	0.15
0.17	0.07	0.05	0.13	0.38	0.12	0.27	0.14	0.19	0.20	0.28	0.12

1.5 mw											
1 tahunan						100 tahunan					
surge	sway	heave	roll	pitch	yaw	surge	sway	heave	roll	pitch	yaw
53.36	5.58	0.99	4.72	101.38	113.76	23.99	17.07	1.57	10.79	136.96	91.37
41.46	10.86	0.15	51.44	99.32	13.97	61.36	12.10	2.15	71.59	192.34	30.66
54.27	6.63	11.76	31.00	34.16	5.76	45.81	5.67	5.78	22.68	163.63	7.82
9.14	1.19	11.81	5.26	18.71	0.50	62.72	1.27	22.09	5.91	25.58	0.50
73.13	0.34	33.52	1.80	95.01	0.43	168.18	0.96	80.30	2.99	38.24	1.16
53.02	0.27	29.10	0.76	73.78	0.70	97.86	0.48	57.22	0.48	38.27	0.82
62.50	0.14	34.96	0.47	74.11	0.17	63.02	0.38	37.11	1.08	72.69	0.32
27.21	0.09	12.22	0.09	41.00	0.21	31.13	0.19	15.56	0.05	36.93	0.86
8.81	0.07	3.11	0.05	10.56	0.15	14.63	0.27	4.42	0.21	8.50	0.33
13.11	0.10	2.98	0.19	6.21	0.14	16.61	0.29	3.05	0.53	5.02	0.28
14.51	0.14	2.65	0.32	3.85	0.18	17.27	0.30	3.38	0.50	3.28	0.20
11.05	0.07	2.49	0.14	2.36	0.10	13.30	0.21	3.40	0.29	2.07	0.22
4.34	0.07	1.49	0.09	1.27	0.05	5.29	0.22	1.58	0.26	1.13	0.09
2.01	0.07	0.27	0.12	0.57	0.12	1.22	0.20	0.56	0.30	0.40	0.27
0.82	0.07	0.04	0.12	0.37	0.09	1.15	0.19	0.17	0.25	0.04	0.12
0.51	0.07	0.06	0.15	0.50	0.06	1.11	0.20	0.13	0.31	0.44	0.15
0.47	0.04	0.08	0.07	0.08	0.06	0.61	0.20	0.16	0.30	0.32	0.12
0.84	0.04	0.06	0.07	0.48	0.07	1.58	0.21	0.11	0.35	0.26	0.21
0.11	0.08	0.04	0.17	0.34	0.07	0.82	0.16	0.13	0.21	0.28	0.15
0.15	0.06	0.05	0.16	0.48	0.08	0.28	0.14	0.19	0.16	0.26	0.11







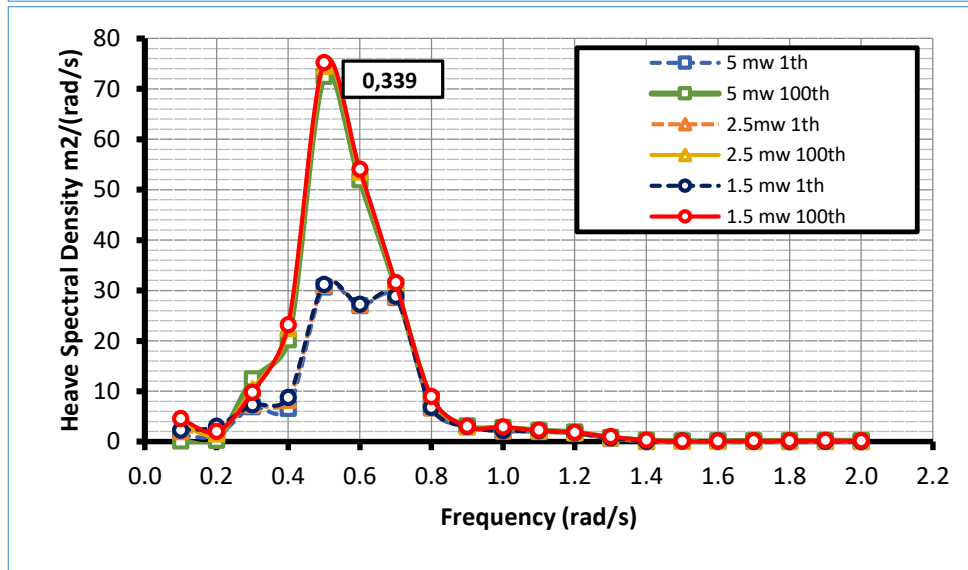
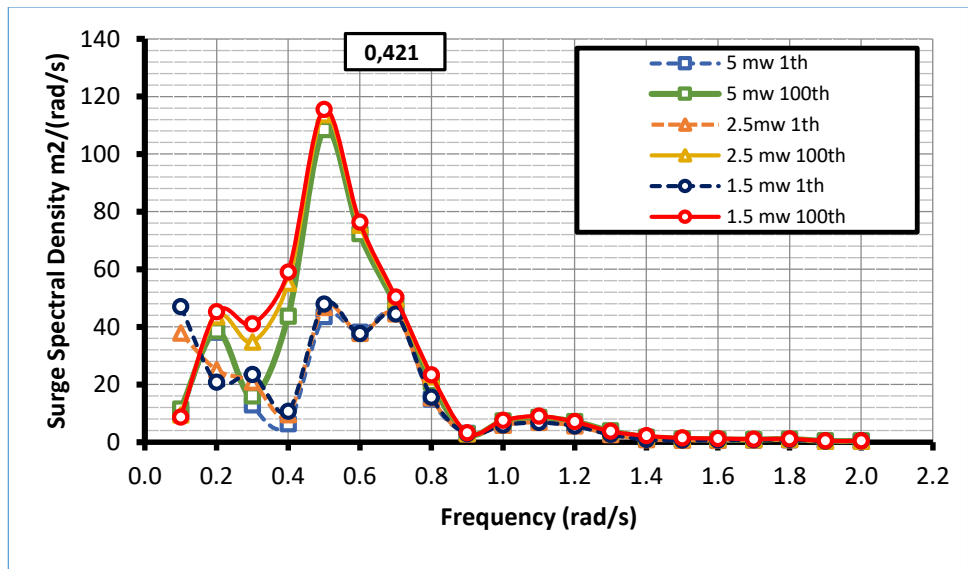
LAMPIRAN F

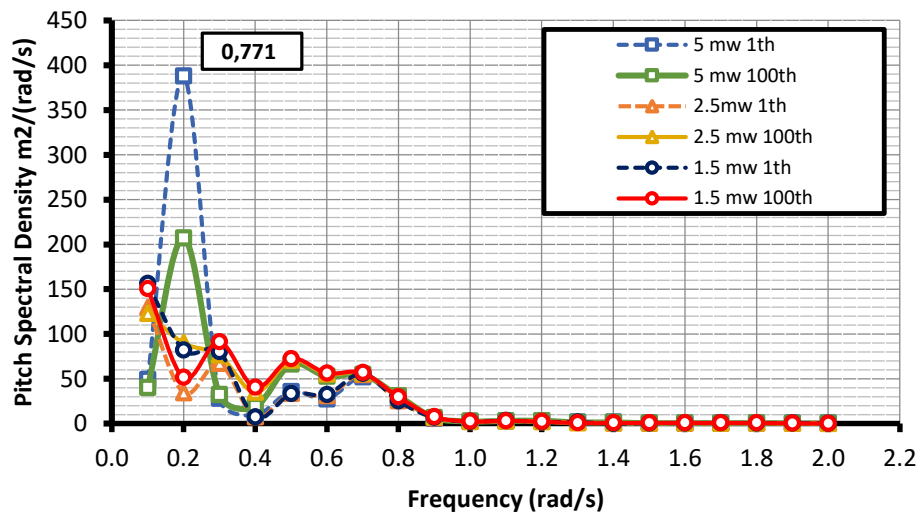
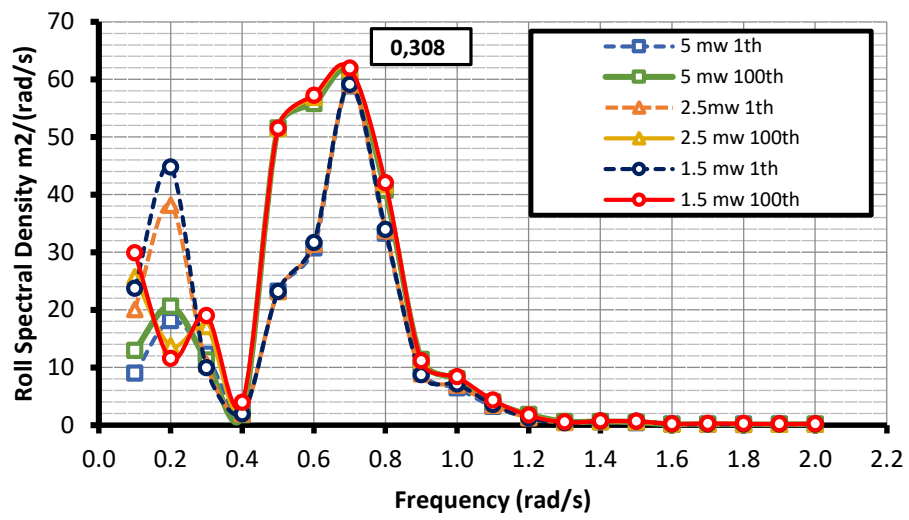
SPEKTRA RESPON GERAKAN ARAH 45

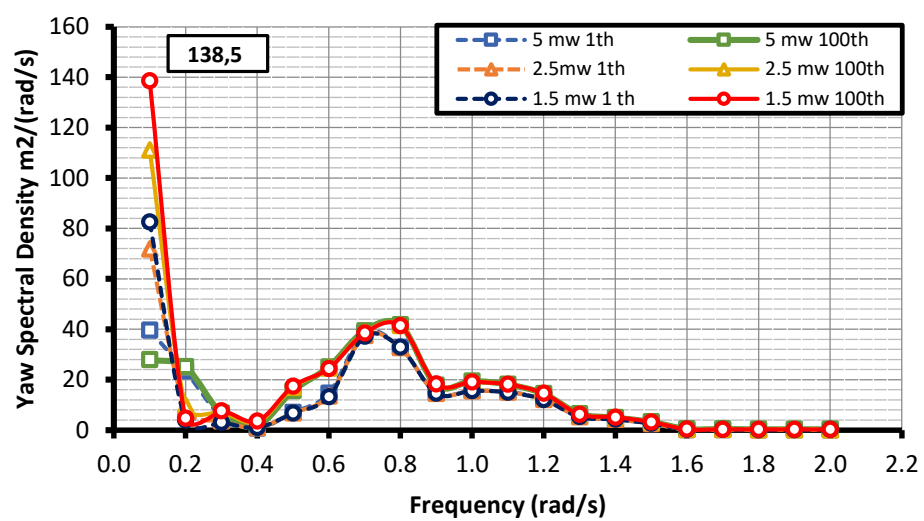
frekuensi (rad/s)	5 mw											
	1 tahunan						100 tahunan					
	surge	sway	heave	roll	pitch	yaw	surge	sway	heave	roll	pitch	yaw
0.1	9.92	35.98	1.20	8.97	48.97	39.52	11.46	17.43	0.10	12.92	40.30	27.85
0.2	38.14	5.80	1.19	18.09	387.82	23.46	38.55	6.21	0.24	20.57	206.98	25.05
0.3	12.85	4.09	6.88	12.28	28.12	5.56	15.99	4.05	12.41	11.25	32.33	6.68
0.4	6.28	8.79	6.57	2.17	9.17	0.69	43.63	39.77	20.18	1.76	18.60	1.68
0.5	43.49	49.80	30.62	23.18	35.57	6.94	108.50	109.24	72.44	51.54	66.38	15.62
0.6	38.10	37.69	26.94	30.71	27.41	14.54	72.27	70.04	51.95	55.77	52.64	25.03
0.7	44.83	49.42	28.54	58.84	51.81	38.50	47.62	50.86	30.85	61.16	54.74	39.36
0.8	14.80	20.86	6.68	33.27	27.06	32.75	20.58	25.98	8.36	40.70	30.82	41.68
0.9	2.94	4.26	2.95	9.45	5.45	14.73	2.86	4.99	3.08	11.39	6.62	17.72
1	5.87	6.81	2.08	6.44	2.28	15.59	7.26	8.49	2.77	8.06	2.51	19.38
1.1	7.27	9.74	1.96	3.22	2.50	15.19	8.48	11.56	2.19	3.97	3.00	18.07
1.2	5.72	7.31	1.72	1.30	2.92	12.24	7.06	8.71	1.84	1.81	3.13	14.40
1.3	2.88	2.55	0.68	0.47	1.48	5.40	3.80	3.15	0.79	0.59	1.26	6.47
1.4	0.92	0.95	0.05	0.51	1.47	4.29	1.65	1.25	0.25	0.58	1.36	4.89
1.5	0.66	0.57	0.05	0.34	0.54	2.53	1.10	0.82	0.08	0.48	0.31	3.22
1.6	0.54	0.35	0.07	0.12	0.52	0.12	0.83	0.24	0.07	0.09	0.56	0.41
1.7	0.63	0.35	0.04	0.17	0.52	0.08	0.80	0.27	0.17	0.11	0.26	0.39
1.8	0.76	0.29	0.05	0.13	0.44	0.05	1.01	0.23	0.12	0.05	0.50	0.27
1.9	0.29	0.31	0.05	0.12	0.35	0.07	0.35	0.25	0.18	0.07	0.21	0.29
2	0.17	0.32	0.04	0.11	0.51	0.04	0.37	0.25	0.17	0.13	0.13	0.28

2.5 mw											
1 tahunan						100 tahunan					
surge	sway	heave	roll	pitch	yaw	surge	sway	heave	roll	pitch	yaw
37.81	48.06	1.97	20.03	129.58	71.87	9.37	28.31	3.44	25.69	123.14	111.05
25.05	7.34	2.55	38.15	34.59	8.76	43.52	17.35	1.54	13.77	90.01	9.68
20.80	3.86	7.18	10.51	67.20	3.63	34.74	7.87	10.43	17.07	76.57	7.33
9.56	8.75	8.21	1.98	7.69	0.93	55.19	39.35	22.42	3.38	34.96	3.05
46.77	49.85	31.01	23.14	33.79	6.75	113.72	109.63	74.50	51.50	70.94	16.92
37.72	37.91	27.14	31.41	31.09	13.49	75.30	70.33	53.50	56.87	55.44	24.53
44.55	49.71	28.74	59.03	54.94	37.51	49.64	51.13	31.38	61.76	56.26	38.67
15.38	20.55	6.73	33.77	25.52	32.78	22.62	25.69	8.78	41.72	30.10	41.47
2.86	4.20	2.96	8.89	6.48	14.59	3.11	4.97	3.03	11.19	7.49	18.09
5.86	7.00	2.11	6.94	2.14	15.59	7.43	8.57	2.84	8.30	2.48	19.10
6.87	9.89	2.09	3.44	3.20	15.04	8.86	11.68	2.22	4.24	3.09	18.06
5.61	7.35	1.73	1.23	2.09	12.11	7.03	8.74	1.82	1.71	2.44	14.48
2.65	2.69	0.70	0.41	1.60	5.28	3.71	3.24	0.92	0.53	0.89	6.28
0.86	1.10	0.05	0.60	0.35	4.27	2.02	1.40	0.29	0.66	0.88	5.03
0.61	0.71	0.07	0.55	0.47	2.61	1.32	0.95	0.07	0.62	0.72	3.19
0.58	0.21	0.08	0.14	0.60	0.20	1.13	0.12	0.07	0.19	0.73	0.31
0.72	0.19	0.04	0.13	0.68	0.17	0.96	0.15	0.16	0.23	0.64	0.28
0.80	0.16	0.05	0.13	0.56	0.10	1.07	0.10	0.16	0.19	0.68	0.22
0.33	0.16	0.05	0.13	0.48	0.10	0.37	0.16	0.19	0.16	0.30	0.24
0.31	0.16	0.05	0.13	0.32	0.12	0.37	0.16	0.17	0.19	0.19	0.20

1.5 mw											
1 tahunan						100 tahunan					
surge	sway	heave	roll	pitch	yaw	surge	sway	heave	roll	pitch	yaw
47.02	52.05	2.22	23.68	156.18	82.55	8.68	31.90	4.54	29.90	150.47	138.51
20.73	7.85	3.00	44.77	81.98	3.91	45.16	21.03	1.96	11.52	51.41	4.60
23.43	3.78	7.27	9.93	80.10	3.00	40.92	9.13	9.77	18.98	91.17	7.54
10.64	8.74	8.75	1.92	7.20	1.01	59.00	39.22	23.16	3.91	40.36	3.51
47.86	49.86	31.14	23.13	33.21	6.68	115.45	109.75	75.18	51.49	72.45	17.35
37.59	37.98	27.20	31.64	32.30	13.14	76.31	70.43	54.01	57.24	56.36	24.37
44.46	49.80	28.81	59.10	55.98	37.18	50.30	51.22	31.55	61.96	56.76	38.44
15.57	20.45	6.74	33.93	25.02	32.78	23.29	25.60	8.92	42.06	29.86	41.40
2.83	4.19	2.96	8.71	6.81	14.54	3.19	4.97	3.02	11.13	7.78	18.21
5.86	7.06	2.12	7.10	2.09	15.59	7.48	8.59	2.87	8.38	2.47	19.01
6.73	9.94	2.13	3.51	3.43	14.98	8.99	11.72	2.23	4.33	3.12	18.06
5.57	7.36	1.74	1.21	1.82	12.07	7.02	8.75	1.82	1.68	2.21	14.50
2.57	2.74	0.71	0.38	1.64	5.24	3.69	3.27	0.96	0.50	0.76	6.22
0.84	1.15	0.06	0.63	0.01	4.27	2.14	1.44	0.31	0.68	0.72	5.08
0.59	0.76	0.08	0.62	0.44	2.63	1.39	0.99	0.07	0.67	0.85	3.18
0.59	0.16	0.08	0.14	0.62	0.23	1.23	0.08	0.07	0.22	0.79	0.27
0.75	0.14	0.04	0.12	0.74	0.19	1.01	0.12	0.16	0.27	0.76	0.24
0.81	0.12	0.05	0.12	0.60	0.12	1.09	0.06	0.17	0.24	0.73	0.20
0.34	0.11	0.05	0.13	0.52	0.11	0.38	0.13	0.19	0.19	0.33	0.22
0.36	0.11	0.06	0.13	0.26	0.14	0.37	0.13	0.17	0.21	0.22	0.17







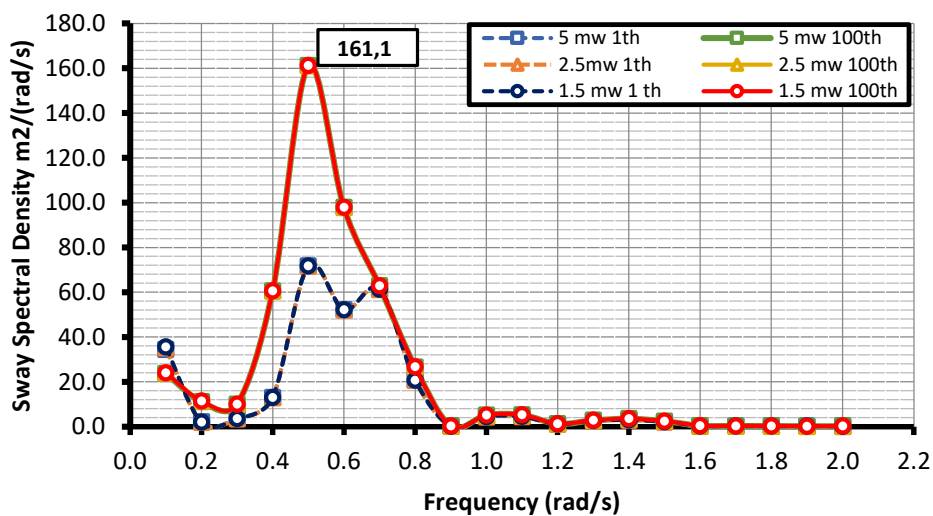
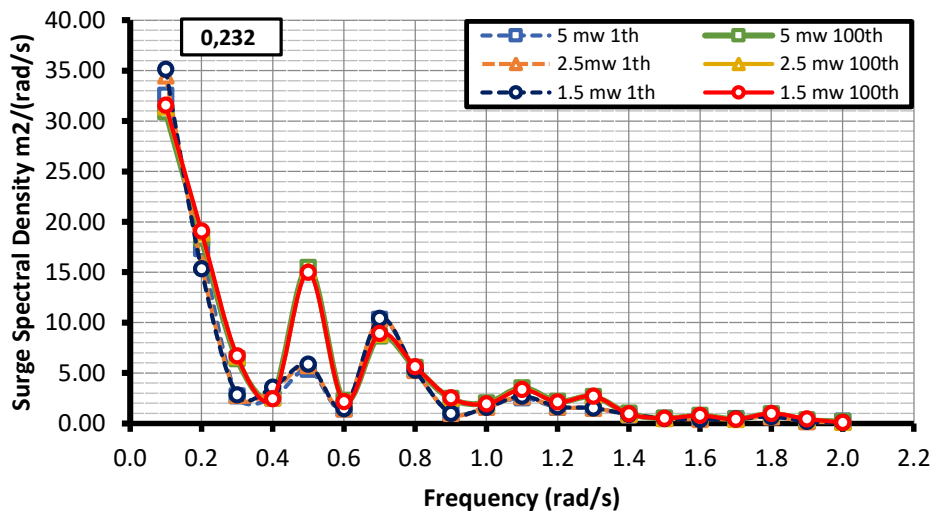
LAMPIRAN G

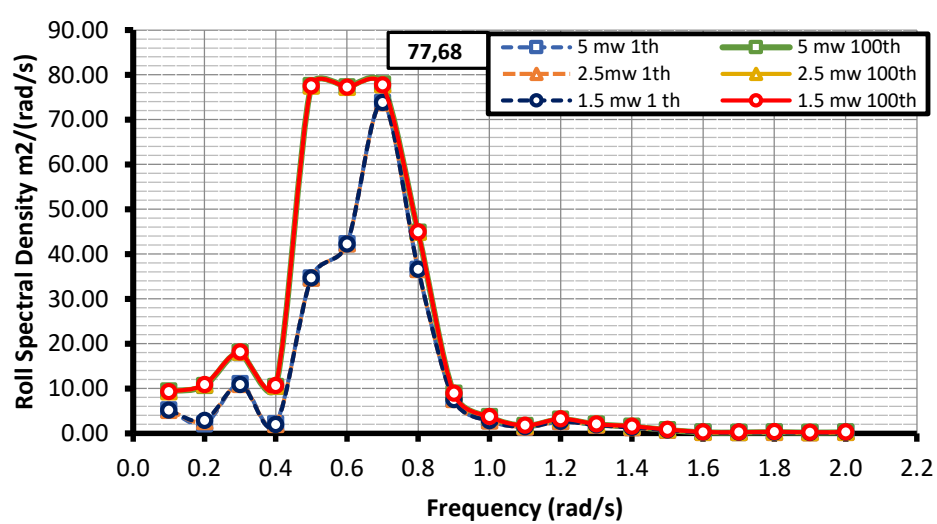
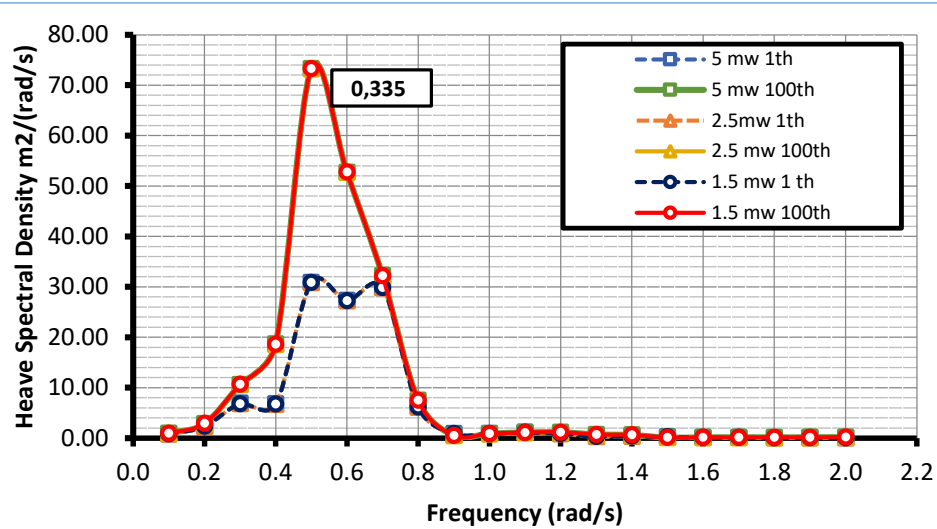
SPEKTRA RESPON GERAKAN ARAH 90

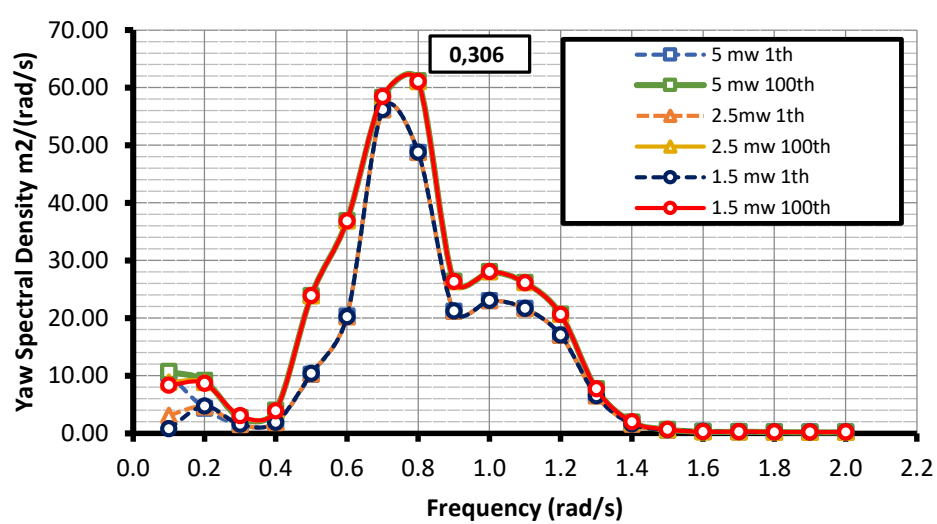
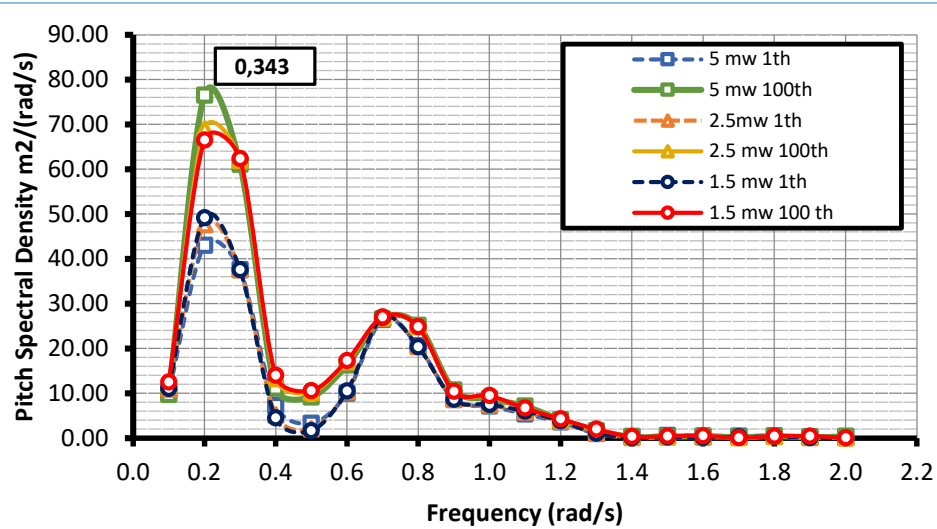
frekuensi (rad/s)	5 mw											
	1 tahunan						100 tahunan					
	surge	sway	heave	roll	pitch	yaw	surge	sway	heave	roll	pitch	yaw
0.1	32.56	34.45	0.80	5.19	10.30	10.32	30.90	23.74	0.92	9.39	9.66	10.67
0.2	17.34	2.11	2.29	2.02	42.99	4.33	18.37	11.15	2.80	10.64	76.48	9.14
0.3	2.73	3.57	6.87	11.02	37.54	1.45	6.40	9.93	10.58	18.05	61.05	2.71
0.4	2.51	13.00	6.75	2.11	7.17	1.85	2.80	60.61	18.67	10.42	11.11	3.97
0.5	5.35	71.75	30.82	34.65	3.26	10.20	15.47	161.15	73.28	77.60	9.15	23.89
0.6	1.42	52.12	27.26	42.28	9.99	20.32	2.29	97.92	52.72	77.28	16.25	36.90
0.7	10.31	61.26	29.84	73.85	26.43	56.17	8.67	62.80	32.21	77.94	26.56	58.26
0.8	5.27	20.70	6.11	36.57	20.52	48.73	5.54	26.61	7.45	44.85	25.15	61.17
0.9	1.01	0.21	0.87	7.55	8.52	21.17	2.47	0.27	0.49	8.92	10.70	26.39
1	1.61	4.43	0.85	2.77	7.10	22.97	2.02	5.14	0.86	3.65	8.74	28.02
1.1	2.55	4.49	1.08	1.36	5.33	21.62	3.53	5.28	1.09	1.69	7.08	26.16
1.2	1.57	1.05	0.84	2.54	3.51	17.00	2.19	1.24	1.12	3.10	4.05	20.65
1.3	1.53	2.71	0.29	1.84	0.96	6.51	2.67	2.78	0.70	2.03	1.64	7.72
1.4	0.83	2.92	0.33	1.24	0.30	1.63	1.00	3.53	0.57	1.52	0.25	1.92
1.5	0.50	2.17	0.20	0.64	0.57	0.54	0.51	2.45	0.07	0.75	0.23	0.65
1.6	0.46	0.27	0.08	0.16	0.42	0.31	0.79	0.42	0.13	0.23	0.40	0.26
1.7	0.48	0.26	0.07	0.13	0.36	0.26	0.44	0.31	0.13	0.19	0.17	0.27
1.8	0.70	0.20	0.05	0.17	0.45	0.22	0.94	0.29	0.12	0.26	0.39	0.22
1.9	0.19	0.21	0.06	0.12	0.25	0.18	0.35	0.16	0.13	0.17	0.15	0.16
2	0.20	0.20	0.05	0.15	0.31	0.18	0.20	0.21	0.17	0.23	0.32	0.17

2.5 mw											
1 tahunan						100 tahunan					
surge	sway	heave	roll	pitch	yaw	surge	sway	heave	roll	pitch	yaw
34.47	35.26	0.81	5.13	10.88	3.11	31.39	23.93	0.94	9.28	11.78	8.89
15.83	2.00	2.31	2.63	47.63	4.61	18.91	11.38	2.85	10.79	68.98	8.79
2.79	3.52	6.80	10.88	37.55	1.51	6.63	9.99	10.63	18.10	62.01	2.94
3.32	13.00	6.70	1.97	5.13	1.87	2.52	60.55	18.60	10.57	13.24	3.91
5.75	71.77	30.84	34.61	2.02	10.33	15.09	161.14	73.26	77.52	10.22	23.86
1.45	52.13	27.24	42.24	10.33	20.22	2.19	97.91	52.72	77.21	17.02	36.86
10.38	61.27	29.85	73.78	26.78	56.15	8.85	62.81	32.21	77.75	26.90	58.41
5.27	20.70	6.11	36.57	20.40	48.76	5.60	26.62	7.46	44.91	24.90	61.08
0.99	0.19	0.87	7.51	8.61	21.20	2.51	0.24	0.48	8.90	10.48	26.34
1.60	4.43	0.86	2.75	7.40	23.01	1.94	5.11	0.86	3.66	9.27	28.05
2.66	4.50	1.09	1.40	5.81	21.64	3.41	5.26	1.08	1.71	6.76	26.12
1.64	1.09	0.84	2.58	3.73	17.01	2.14	1.25	1.13	3.17	4.19	20.62
1.52	2.73	0.30	1.83	1.00	6.50	2.69	2.78	0.69	2.02	1.89	7.70
0.87	2.93	0.33	1.26	0.11	1.60	0.95	3.54	0.58	1.55	0.30	1.94
0.49	2.17	0.20	0.65	0.26	0.59	0.50	2.43	0.07	0.79	0.36	0.63
0.41	0.27	0.09	0.17	0.20	0.30	0.78	0.46	0.12	0.26	0.46	0.25
0.45	0.28	0.07	0.16	0.26	0.25	0.42	0.31	0.12	0.21	0.09	0.28
0.68	0.19	0.05	0.18	0.34	0.21	0.98	0.30	0.12	0.29	0.39	0.21
0.18	0.23	0.06	0.13	0.11	0.20	0.42	0.17	0.13	0.19	0.36	0.19
0.12	0.17	0.05	0.16	0.03	0.19	0.11	0.23	0.17	0.24	0.10	0.20

1.5 mw											
1 tahunan						100 tahunan					
surge	sway	heave	roll	pitch	yaw	surge	sway	heave	roll	pitch	yaw
35.10	35.53	0.81	5.11	11.07	0.73	31.56	23.99	0.94	9.25	12.49	8.30
15.33	1.96	2.32	2.83	49.16	4.70	19.09	11.46	2.87	10.85	66.50	8.67
2.82	3.51	6.78	10.83	37.55	1.54	6.71	10.01	10.64	18.11	62.32	3.02
3.58	13.00	6.69	1.93	4.46	1.88	2.43	60.53	18.57	10.61	13.95	3.89
5.88	71.78	30.85	34.59	1.61	10.37	14.97	161.13	73.26	77.49	10.57	23.85
1.46	52.13	27.23	42.23	10.44	20.19	2.16	97.91	52.73	77.19	17.27	36.84
10.40	61.27	29.85	73.76	26.90	56.15	8.90	62.82	32.20	77.69	27.01	58.46
5.27	20.70	6.11	36.56	20.36	48.77	5.62	26.63	7.46	44.93	24.82	61.05
0.99	0.18	0.86	7.49	8.63	21.21	2.53	0.23	0.48	8.89	10.41	26.33
1.60	4.43	0.86	2.75	7.50	23.03	1.92	5.10	0.86	3.66	9.44	28.06
2.70	4.50	1.09	1.42	5.97	21.64	3.37	5.26	1.08	1.72	6.66	26.11
1.66	1.10	0.84	2.59	3.81	17.01	2.12	1.25	1.13	3.19	4.24	20.62
1.52	2.73	0.30	1.83	1.02	6.49	2.70	2.78	0.69	2.01	1.97	7.70
0.89	2.93	0.33	1.27	0.04	1.59	0.93	3.54	0.58	1.56	0.31	1.95
0.48	2.17	0.20	0.65	0.16	0.60	0.50	2.43	0.07	0.81	0.41	0.63
0.39	0.27	0.09	0.17	0.13	0.30	0.78	0.47	0.12	0.27	0.48	0.25
0.44	0.28	0.07	0.16	0.23	0.24	0.41	0.32	0.12	0.22	0.07	0.28
0.67	0.19	0.05	0.18	0.31	0.21	0.99	0.30	0.12	0.31	0.39	0.21
0.18	0.23	0.06	0.13	0.06	0.21	0.44	0.17	0.13	0.20	0.42	0.20
0.09	0.16	0.05	0.16	-0.06	0.20	0.08	0.24	0.17	0.24	0.03	0.21

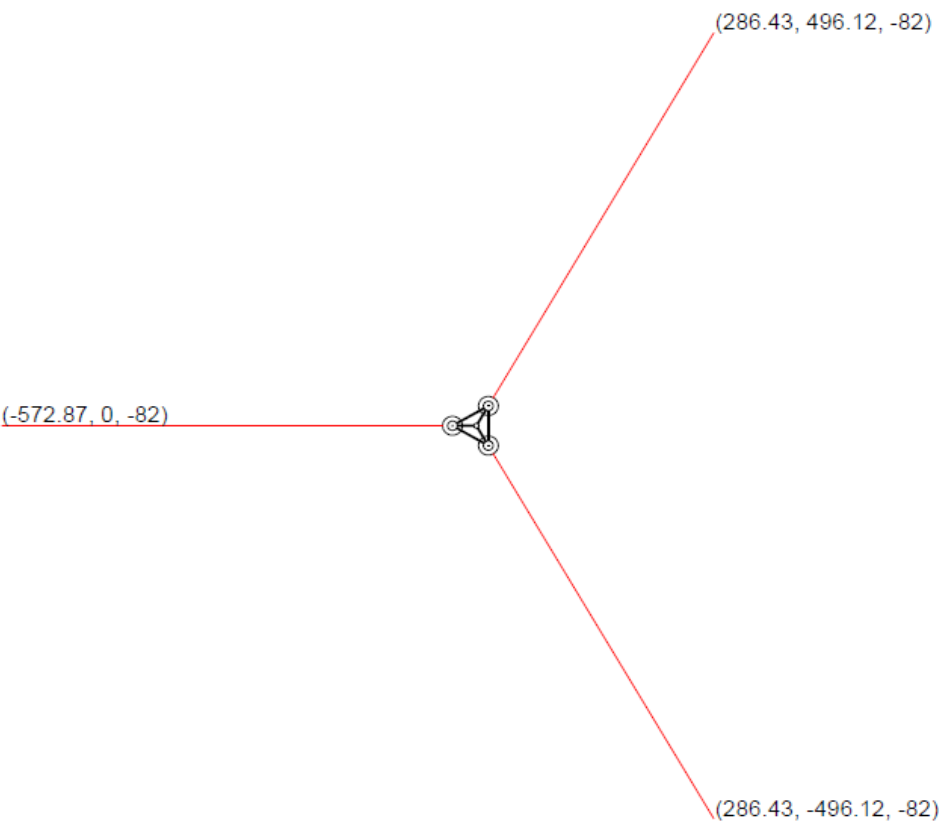






LAMPIRAN H

ANCHOR PATERN DAN TEGANGAN TALI



Condition		Wind Turbine	Line	Tension kN
operasional	In Line	1,5 MW	L1	1028.6
			L2	3952.6
			L3	1032
		2,5 MW	L1	1034
			L2	3931
			L3	1035
		5 MW	L1	1043
			L2	3895
			L3	1040

<i>Condition</i>		<i>Wind Turbine</i>	<i>Line</i>	<i>Tension kN</i>
<i>operasional</i>	<i>Between Line</i>	1,5 MW	L1	846.06
			L2	3080.6
			L3	1390.4
		2,5 MW	L1	847.2
			L2	3044
			L3	1415
		5 MW	L1	849.1
			L2	2983
			L3	1456

<i>Condition</i>		<i>Wind Turbine</i>	<i>Line</i>	<i>Tension kN</i>
<i>Storm</i>	<i>In Line</i>	1,5 MW	L1	1533
			L2	11402
			L3	1400.6
		2,5 MW	L1	1533
			L2	11390
			L3	1427
		5 MW	L1	1533
			L2	11370
			L3	1471

<i>Condition</i>		<i>Wind Turbine</i>	<i>Line</i>	<i>Tension kN</i>
<i>Storm</i>	<i>Between Line</i>	1,5 MW	L1	1021
			L2	8552
			L3	2206.8
		2,5 MW	L1	1027
			L2	8549
			L3	2259
		5 MW	L1	1037
			L2	8544
			L3	2346

LAMPIRAN I

ENERGI YANG DIHASILKAN

1,5 MW

Status	Uref (m/s)		Power (kW)	Hours in a Year	Days in a Year	kWH Produced in a Year
Off	0		0	3444	144	0.00E+00
Cut - In	3		433.90	1376	57	5.97E+05
Production	4		749.46	1205	50	9.03E+05
Production	5		1063.87	767	32	8.16E+05
Production	6		1496.21	755	31	1.13E+06
Production	7		1562.60	602	25	9.41E+05
Production	8		1583.66	369	15	5.84E+05
Production	9		1587.31	213	9	3.38E+05
Production	10		1587.56	47	2	7.46E+04
Production	11		1587.63	6	0	9.53E+03
Total				8784	365	5393077.969
Capacity Factor						41%

2,5 MW

Status	Uref (m/s)	Range (m/s)	Power (kW)	Hours in a Year	Days in a Year	kWH Produced in a Year
Off	0		0	3444	144	0.00E+00
Cut - In	3		673.17	1376	57	9.26E+05
Production	4		999.10	1205	50	1.20E+06
Production	5		1773.11	767	32	1.36E+06
Production	6		2410.35	755	31	1.82E+06
Production	7		2504.34	602	25	1.51E+06
Production	8		2539.45	369	15	9.37E+05
Production	9		2545.53	213	9	5.42E+05
Production	10		2545.94	47	2	1.20E+05
Production	11		2546.06	6	0	1.53E+04
Total				8784	365	8431793.8
Capacity Factor						38%

5 MW

Status	Uref (m/s)	Range (m/s)	Power (kW)	Hours in a Year	Days in a Year	kWH Produced in a Year
Off	0		0	3444	144	0.00E+00
Cut - In	3		950.20	1376	57	1.31E+06
Production	4		1971.20	1205	50	2.38E+06
Production	5		3506.09	767	32	2.69E+06
Production	6		4568.71	755	31	3.45E+06
Production	7		4914.16	602	25	2.96E+06
Production	8		4984.28	369	15	1.84E+06
Production	9		4996.60	213	9	1.06E+06
Production	10		4998.75	47	2	2.35E+05
Production	11		4999.18	6	0	3.00E+04
Total				8784	365	15948060.37
Capacity Factor						36%

BIODATA PENULIS



Zulfikar Adytia Vernanda dilahirkan di Nganjuk, Jawa Timur pada tanggal 3 Februari 1996. Penulis merupakan anak pertama yang dilahirkan dari pasangan Sugiyanto dan Purwati. Pendidikan formal yang ditempuh penulis, mulai dari SDN Tanjunganom II Nganjuk, kemudian melanjutkan pendidikan menengah pertama di SMPN 1 Tanjunganom, Nganjuk. Menginjak pendidikan menengah atas penulis melanjutkan pendidikan di SMAN 1 Geger Kabupaten Madiun. Setelah lulus pada tahun

2014, penulis melanjutkan studinya di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Selain aktif dibidang akademis, penulis juga aktif dalam kegiatan intra kampus, kegiatan intra kampus yang diikuti penulis adalah menjadi staf ahli Media Informasi Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan dan menjadi staf ahli Divisi Teknologi Oceano. Dalam bidang akademis penulis menjalani dua bulan kerja praktek di PT Independent Marine Engineering Consultan di Bagian Engineering. Diakhir perkuliahanya, penulis memfokuskan diri pada bidang studi Rekayasa Hidrodinamika Bangunan Lepas Pantai (Offshore Hydrodynamic Engineering) mengenai floating wind turbine. Jika pembaca ingin mengetahui lebih lanjut mengenai tugas akhir penulis silahkan hubungi via emai.

Contact person : zulfikaradytiavernanda@gmail.com